

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS

Departamento de Física atómica, molecular y nuclear



TESIS DOCTORAL

**Modelización y simulación de la configuración de un campo solar para
centrales termosolares de torre: influencia de la óptica del
concentrador sobre la generación de energía**

MEMORIA PARA OPTAR AL GRADO DE DOCTORA

PRESENTADA POR

Lucía Serrano Gallar

Director

Carlos Armenta Deu

Madrid, 2016

UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS

Departamento de Física atómica, molecular y nuclear



**MODELIZACIÓN Y SIMULACIÓN DE LA
CONFIGURACIÓN DE UN CAMPO SOLAR PARA
CENTRALES TERMOSOLARES DE TORRE:
INFLUENCIA DE LA ÓPTICA DEL
CONCENTRADOR SOBRE LA GENERACIÓN DE
ENERGÍA**

Trabajo de investigación que presenta
Lucía Serrano Gallar
para la obtención del Grado de Doctor

Dirigida por
Dr. Carlos Armenta Deu

MADRID
2015

A mis padres y hermanos y
muy en especial a Rafa, Dani y el que viene de camino

Agradecimientos

En primer lugar quería agradecer al Dr. Carlos Armenta el haberse prestado a dirigir este trabajo de investigación, gracias por tu paciencia, tus ánimos y tu gran profesionalidad.

Gracias a la Dr. M^a Cruz de Andrés y el Dr. Marcelino Sánchez que me animaron a embarcarme en la obtención del doctorado, y a Juan Pablo Nuñez y Francisco Cerón que me dieron la oportunidad de involucrarme en este proyecto.

Quiero agradecer también a Jose María Méndez y Javier Domínguez el tiempo dedicado a implementar el software de Matlab en C++, con el fin de que las simulaciones fueran más rápidas. A Mónica de Mier, Margarita Riera y Jesús Bragado por ayudarme a acceder vía remoto a los ordenadores de simulación de Sevilla, y a Raúl Navío, Manuel Gallas y Karen Geerts por permitir que el doctorado formara parte de mi plan de formación dentro de Abengoa.

Gracias a Jose Barragán, Christian Gerting y Markus Schramm por contestar a mis consultas técnicas y a Iñigo Viani, Daniel González y Sara Miguelañez por resolver mis dudas económicas.

A Azucena Bello, Maite Diago, Pedro García, Cyrille Greiller, Erika Clavijo, M^a Carmen Romero, Paula Llorente, Javier Asensio, Sebastian Magee, María Yusty, Carlos Alcañiz, Tyler Silverman, Cristina Sosa, Cristina Montero, Cristina Prieto y Noelia Martínez, por el buen recuerdo que guardo de mi etapa en I+D.

A Lucía Fernández, Rocío Abaurre y Patricia Gibello, Miguel Angel Montero, Pilar Monjas, Lola Peris, Ana García, Beatriz Haro y Iago Vázquez, gracias por vuestros ánimos, y el tiempo dedicado a escucharme.

A mis compañeros de la facultad, Irene Suarez, Conchi Hernández, Amparo Muñoz, Laura Gonzalo, Reyes Calvo, Mar Morán, Débora Gutiérrez, María

Sánchez, Bruno Campillo y Miguel Angel Sendarubias, los años de facultad fueron menos duros gracias a vosotros.

A mis compañeros del máster, y mis amigos de San Juan, a Irene, Ricky, Iván, Raquel, Roberto, Ana, Marta y Ricky, gracias por los buenos momentos vividos.

A mis amigas María Valle, María Rodríguez, Pilar Ortiz, Sandra Bueno, Lydia Guardado, Miriam Gamboa, Cristina Reinoso, Lucía Yañez, Beatriz Tapia, y Cecilia Reina, gracias por vuestra amistad, y por estar a mi lado en las cosas buenas y no tan buenas.

A mi familia, tía Elena, mis primas Ele y Ana, mi tío Felipe y mi tía María, y mis primos Elena y Dani, mi tía Amparín y mi primo Andrés, a mis suegros y mis cuñados, que siempre tienen palabras de cariño para mí.

Mi recuerdo para mis abuelitos Pilar y Cristóbal, mi tío Manolo y mi tío Andrés, gracias por haber formado también parte de mi vida.

A mis padres que siempre me han apoyado y animado, a mi hermana Cristina que es para mí un ejemplo de valentía, alegría y optimismo y a mi hermano Jorge que me recuerda que cada día tengo que seguir superándome.

Y muy especialmente gracias a Rafael Vallés, sin ti esto no hubiera sido posible, y gracias a Dani por hacerme sonreír todos los días.

ÍNDICE DE CONTENIDO

Motivación y resumen.....	5
Motivation and summary	7
Capítulo 1. Objeto, metodología de la investigación y estado del arte	9
1.1. Introducción.....	9
1.2. Objetivos de estudio y principales aportaciones	9
1.3. Metodología de la investigación	11
1.4. Estado del arte	12
1.4.1. Tecnologías solares	12
I. Energía solar fotovoltaica	13
II. Energía solar térmica	13
1.4.2. Plantas solares termoelectricas de torre	19
I. Breve historia de la tecnología	19
II. Plantas solares de torre experimentales en el mundo	20
III. Plantas solares de torre comerciales en el mundo	25
IV. Componentes de la tecnología	25
1.4.3. El heliostato	33
I. Historia del heliostato	33
II. Partes de un heliostato de facetas	44
1.5. Estructura del trabajo	45
Capítulo 2. Análisis de los problemas ópticos asociados al concentrador	47
2.1. Introducción.....	47
2.2. Caracterización óptica del elemento concentrador	47
2.2.1. Errores de gran escala	50
2.2.2. Errores de media escala	55
2.2.3. Errores de pequeña escala	56
2.2.4. Caracterización óptica del heliostato	56
2.2.5. Caracterización del sistema reflector-receptor y cálculo de la densidad de flujo	59
2.2.6. Astigmatismo aplicado a los espejos del sistema concentrador	64
I. Obtención de la distancia focal tangencial	64
II. Determinación de la distancia óptima D desde el concentrador al receptor	69
2.3. Conclusiones.....	71
Capítulo 3. Proceso de simulación: condiciones y aproximaciones	73
3.1. Introducción.....	73

3.2. Descripción programa de simulación	73
3.2.1. Parámetros de entrada.....	73
I. Relativos al heliostato	73
II. Relativos a las variables temporales y la irradiancia solar	74
III. Relativos a la ubicación, características de la torre y configuración del heliostato ...	74
IV. Relativos al receptor, que se considera dividido en n planos.....	75
V. Relativos a la atenuación atmosférica	76
3.2.2. Parámetros de salida	76
3.3. Problemática del mallado del heliostato	77
3.4. Heliostatos de facetas esféricas.....	82
3.5. Heliostatos de facetas planas	94
3.6. Conclusión	105
Capítulo 4. Facetas planas y esféricas en heliostatos: estudio general y comparativo.....	107
4.1. Introducción.....	107
4.2. Condiciones de simulación	107
4.2.1. Relativos al heliostato	107
4.2.2. Relativos a las variables temporales y la irradiancia	108
4.2.3. Relativos a la ubicación, características de la torre y configuración del heliostato	108
4.2.4. Relativos al plano “diana”	109
4.2.5. Relativos a la atenuación atmosférica	109
4.3. Análisis de resultados	110
4.4. Conclusiones.....	115
Capítulo 5. Campos de heliostatos: comparativa entre sistemas de facetas planas y esféricas.....	117
5.1. Introducción.....	117
5.2. Condiciones de simulación	118
5.2.1. Relativas al heliostato	118
5.2.2. Relativas a las variables temporales y la irradiancia solar	119
5.2.3. Relativas a la ubicación, características de la torre, configuración del heliostato, plano “diana” y atenuación atmosférica	121
5.2.4. Relativas al receptor.....	121
5.3. Resultados de la simulación para un instante dado	122
5.3.1. Campo de heliostatos PS10 sobre el plano diana	122
5.3.2. Campo de heliostatos PS10 sobre el plano receptor.....	125
5.4. Análisis anual del campo de heliostatos por filas	133
5.4.1. Caso A: fila 1	134
I. Análisis de la potencia total: fila 1	141

II. Análisis del factor de desbordamiento: fila 1	144
III. Análisis de la densidad de flujo de potencia pico: fila 1	148
5.4.2. Caso B: fila 15	152
I. Análisis de la potencia total: fila 15	152
II. Análisis del factor de desbordamiento: fila 15.....	156
III. Análisis de la densidad de potencia pico: fila 15.....	161
5.4.3. Caso C: fila 31	165
I. Análisis de la potencia total: fila 31	165
II. Análisis del factor de desbordamiento: fila 31	168
III. Análisis de la densidad de potencia pico: fila 31	172
5.4.4. Caso D: conjunto de filas del campo.....	176
I. Análisis de la potencia total: todas las filas	176
II. Análisis del factor de desbordamiento: todas las filas	178
III. Análisis de la densidad de potencia pico: todas las filas	182
5.5. Análisis anual del campo total de heliostatos.....	184
I. Análisis de la potencia total.....	184
II. Análisis del factor de desbordamiento	188
III. Análisis de la densidad de potencia pico	191
5.6. Conclusiones.....	194
Capítulo 6. Análisis de un campo de heliostatos de tamaño reducido.....	197
6.1. Introducción.....	197
6.2. Condiciones de simulación	198
6.2.1. Relativos al heliostato:	198
6.2.2. Relativos a las variables temporales y la irradiancia	199
6.2.3. Relativos a la ubicación, características de la torre y configuración del heliostato	199
6.2.4. Relativos al receptor.....	200
6.3. Resultados de simulación para un instante dado	201
6.4. Análisis anual del campo de heliostatos por filas	206
6.4.1. Caso A: fila 1	206
I. Análisis de la potencia total: fila 1	207
II. Análisis del factor de desbordamiento: fila 1	210
III. Análisis de la de densidad de potencia pico: fila 1	214
6.4.2. Caso B: fila 3	217
I. Análisis de potencia total: fila 3	218
II. Análisis del factor de desbordamiento: fila 3.....	221
III. Análisis de la densidad de potencia pico: fila 3.....	225
6.4.3. Caso C: fila 6	228

I. Análisis de la potencia total: fila 6	228
II. Análisis del factor de desbordamiento: fila 6	232
III. Análisis de la de densidad de potencia pico: fila 6	235
6.4.4. Caso D: todas las filas	239
I. Análisis de la potencia: todas las filas	239
II. Análisis del factor de desbordamiento: todas las filas	241
III. Análisis de la densidad de potencia pico: todas las filas	243
6.5. Análisis anual del campo total de Eureka	244
I. Análisis de la potencia total	245
II. Análisis del factor de desbordamiento	248
III. Análisis de la densidad de potencia pico	251
6.6. Conclusiones	254
Capítulo 7. Análisis económico	257
7.1. Introducción	257
7.2. Cálculo de la energía eléctrica anual	257
7.3. Ingresos obtenidos por la venta de electricidad	258
7.4. Cálculo de la inversión realizada en la planta	263
7.5. Evaluación de los beneficios obtenidos en 25 años	265
7.6. Conclusiones	274
Capítulo 8. Análisis final de resultados	277
Capítulo 9. Conclusiones	293
Nuevas líneas de investigación	297
Patentes	299
Referencias	303
Bibliografía	307
Nomenclatura	313
ANEXOS	321
Anexo A. Geometría de facetas esféricas y planas	323
Anexo B. Mapas de flujo de heliostatos con facetas planas y esféricas	327
Anexo C. Mapas de flujo y gráficos para PS10	335
Índice de Figuras	357
Índice de Tablas	367

Motivación y resumen

Las energías renovables como alternativa a las plantas de producción eléctrica tradicionales que utilizan combustibles fósiles, suponen hoy en día una solución a los problemas de dependencia energética, y emisiones de CO₂ no deseadas a la atmósfera, habiéndose producido un fuerte desarrollo en la tecnología especialmente eólica y solar en la última década.

Empresas como Abengoa, Acciona, Aries, ACWA, Sener, Brightsource entre otras, están apostando fuerte por la energía solar, y es concretamente dentro de la compañía Abengoa, dónde surge la propuesta de esta tesis doctoral.

El estudio aquí realizado surge como resultado del trabajo desempeñado dentro del Departamento de Investigación y Desarrollo de Abengoa Solar New Technologies, y posteriormente dentro de Abengoa Research, empresa creada para concentrar el I+D de toda la compañía.

El objetivo final consiste en optimizar las plantas solares termoeléctricas de torre, centrándonos en el campo de heliostatos (espejos) que lo componen y en su influencia sobre la producción eléctrica de la planta pudiendo así facilitar unas pautas de optimización del campo según el tipo de heliostato utilizado, y plantear una alternativa a la configuración de campos de heliostatos ya existente.

Para ello, se estudian dos posibles escenarios, en el que se contemplan dos tipos de facetas diferentes, siendo las facetas las diferentes unidades o espejos por los que está constituido el heliostato. Un primer escenario que consiste en un campo de heliostatos con facetas esféricas, y un segundo escenario que consiste en heliostatos con facetas planas, estando dichas facetas en ambos casos canteadas esféricamente, es decir, orientadas su normales adecuadamente para que conformen una superficie “imaginaria”, lo más cercana posible a la esférica.

Ambos escenarios se aplican a dos plantas solares termoeléctricas reales, perteneciente a Abengoa Solar, y ubicadas en Sanlúcar la Mayor, Sevilla. La planta PS10 con un tamaño de torre de 100.5 metros y 624 heliostatos, y la

planta Eureka, planta de reducidas dimensiones por tratarse de una planta de demostración con 50 metros de torre y 35 heliostatos.

A lo largo de este trabajo se estudiará el comportamiento tanto de la planta PS10 como Eureka en relación a tres parámetros, la potencia total, la densidad de potencia pico, y el desbordamiento, para dos instantes concretos, día 81 a las 10 horas solares y día 81 a las 12 horas solares, y de manera anual, tanto para todo el campo completo, como por las diferentes filas del campo.

Para la realización de las simulaciones que nos permitirán obtener los resultados de los diferentes parámetros de estudio, se ha modificado un conjunto de programas en Matlab con los que ya se contaba y se ha elaborado una serie de subrutinas para la realización de los cálculos deseados, de manera que se fuera capaz de generar mapas de flujos sobre el receptor para heliostatos canteados con facetas planas.

Los resultados de este estudio permitirán entender el comportamiento de los efectos de concentración y desbordamiento por factor de forma o astigmatismo, debido a la distancia de los heliostatos a la torre o por el denominado efecto coseno, obteniendo resultados de los parámetros antes mencionados para ambos escenarios.

El comportamiento de los casos estudiados, confirmará el hecho de que la dispersión astigmática va aumentando su efecto con la distancia, superando a partir de una cierta distancia denominada distancia crítica al efecto de concentración, momento en el cual las facetas esféricas se comportan peor y, por tanto, proporcionan menos potencia y energía que las facetas planas. Esta distancia crítica es la que marca el cambio de configuración en el heliostato en lo que se refiere a la geometría del reflector, permitiendo proponer posibles configuraciones de planta diferentes a las ya existentes.

Estos estudios, junto con el análisis económico de ambos escenarios, permitirá optimizar el campo solar en función de los resultados obtenidos.

Motivation and summary

The technological advances of recent years in various fields of renewable energies most notably within the areas of wind and solar power have directly led to significant improvements in the reliability and efficiencies associated with these forms of energy generation. By virtue of these facts many forms of renewable energy generation now offer the potential to be viable alternatives to traditional methods of energy generation. The benefits of the increased adoption and implementation of renewable energy technologies will directly reduce current reliance on fossil fuels and by implication reduce the amount of CO₂ emissions.

Many commercial companies; including, but not exclusively, Abengoa, Acciona, ACWA, Aries, Brightsource and Sener believe in the advantages and benefits associated with sustainable energy generation. And it is with this ethos and commitment to improvement in mind that Abengoa Solar New Technologies proposed and supported the constituent research conducted for the purposes of the PhD thesis.

The primary aim of the research program was to investigate optimization methods at solar tower thermoelectric plants; specifically the study focused on developing a greater understanding of a heliostat array and its direct influence on the efficiencies associated with power generation.

For the purposes of the research two scenarios were studied; scenario one, primarily focused on the study of heliostat arrays with spherical facets; whilst, scenario two, primarily focused on the study of heliostat arrays with flat facets. However, common to both scenarios was the fact the heliostat facets exhibited spherical canting, where the facets surface had been geometrically located to form a near perfect spherical surface. The proposed scenarios were subsequently applied to two operational thermoelectric generation plants owned and managed by Abengoa Solar, located in Sanlúcar la Mayor, Sevilla (Spain). Site 1; PS10 energy plant boasts a tower of 100.5 m in height and a solar array comprising of 624 heliostats and Site 2; the Eureka demonstration energy plant consists a tower of 50 m in height and a solar array comprising of 35 heliostats.

The research conducted at the energy plants measured three parameters; namely, the total power, the maximum power, and power spillage. Measurements were recorded within the heliostat array on day 81 at 10:00 and day 81 at 12:00 and also an annual analysis was accomplished.

Matlab was subsequently utilized to create a number of modeling simulations in order to calculate the required parameters (total power, maximum power, and spillage). A number of further subroutines were created in addition exclusively for flat faceted heliostats in order to derive a receiver flux map. The results and analysis of the study provided evidence which assisting in the understanding the behaviors associated with solar concentration effects and spillage due to the visual factor, astigmatic effect and the relationship of the relative distances between the tower, the heliostat array coupled with the cosine effect.

Analysis of the case study field data confirmed the fact that the effect of the astigmatic dispersion is increased due to distance; exceeding the concentration effect when a critical distance is reached. At the threshold distance, the behavior of the spherical facets is more severe that the flat facets, the results of the analysis provide an optimization directive, attesting the optimum time to modify heliostat configuration.

The results of the completed research coupled with secondary economic analysis of the two scenarios may in the future be utilized to aid the optimization of solar heliostat arrays.

Capítulo 1. Objeto, metodología de la investigación y estado del arte

1.1. Introducción

El trabajo que aquí se presenta se refiere al campo de las energías renovables, concretamente la energía solar, y más específicamente la energía solar termoeléctrica de torre, dónde la unidad reflectora denominada heliostato va a ser uno de los elementos claves de este estudio.

Esta tecnología es de especial interés en la actualidad, por tratarse de una tecnología alternativa a las plantas térmicas actuales, que cuenta aún con un enorme potencial de mejora, tanto en la optimización del campo solar, como en la optimización del ciclo térmico y el abaratamiento de costes de los elementos que lo componen. Nuestro estudio se centrará en el campo solar de heliostatos presentando una comparativa entre dos opciones para dicho campo, basadas en dos diferentes configuraciones de la óptica del heliostato.

1.2. Objetivos de estudio y principales aportaciones

El objetivo final del trabajo es la optimización de las plantas solares termoeléctricas de torre, centrándonos en el campo de heliostatos que lo componen y en su influencia sobre la producción eléctrica de la planta, pudiendo así facilitar unas pautas de optimización del campo según el tipo de heliostato utilizado, y plantear una alternativa a la configuración de campos de heliostatos ya existente.

La optimización de los campos solares, puede realizarse de muchas maneras, o bien mejorando el diseño de éste mediante la colocación de los heliostatos en el campo de la manera más eficiente posible disminuyendo el bloqueo y las sombras entre ellos, optimizando la distancia entre las filas de heliostatos o eligiendo una configuración de campo Norte o Sur, etc. o bien, partiendo de un diseño ya fijado, mediante la modificación de las características del propio heliostato, tamaño, radio de curvatura del heliostato, tipo facetado de éste etc.

Este trabajo realiza un estudio sobre un diseño de campo de heliostatos ya fijado, modificando las características del facetado de los heliostatos, contemplando así dos diferentes opciones y por lo tanto dos tipos de configuraciones diferentes para el campo de heliostatos de las plantas solares termoeléctricas de torre, campos con heliostatos de facetas esféricas y campos con heliostatos de facetas planas.

La aportación al modelo de simulación de mapas de flujo de campos de heliostatos en el receptor ya existente y que se ha utilizado durante este trabajo, ha consistido en la modificación de éste, de manera que se pudiera simular ambas situaciones, permitiendo elegir un campo de heliostatos con facetas esféricas o bien con facetas planas. Esta modificación de las subrutinas que definían la configuración óptico-geométrica del heliostato ha sido realizada mediante la programación en Matlab de las condiciones de las facetas planas, teniendo en consideración que pudiera modificarse la curvatura de éstas de esférica a plana, y manteniendo que dichas facetas debían encontrarse “*canteadas*” esféricamente. Este término, proveniente de la traducción del término inglés “canting” será empleado a lo largo de este trabajo entendiendo como canteo, la organización geométrica de las diferentes facetas que constituyen el heliostato para que tengan un efecto conjunto de reflexión, y por tanto el heliostato se comporte como un sistema óptico único. Por lo tanto, para el caso en el que se sustituyen las facetas esféricas por facetas planas, éstas se distribuyen y orientan de tal forma que conforman en su conjunto una superficie cuasi-esférica, lo cual ha sido tenido en cuenta en la programación de las subrutinas que definen la óptica del heliostato.

Se ha aportado además al modelo de simulación ya existente la programación de una serie de subrutinas adicionales en Matlab, que permite la obtención directa en formato Excel de los mapas de flujo sobre el receptor, y de tres parámetros especialmente significativos en la comparativa de los dos casos estudiados.

Dichos parámetros sobre los cuales se centrará la obtención de resultados de las distintas simulaciones, son la potencia total, la densidad de potencia pico y el desbordamiento. La elección de estos tres parámetros, es resultado de la

experiencia adquirida en el diseño de campos de heliostatos de torre, siendo de gran relevancia la potencia térmica, puesto que junto con la eficiencia del receptor y de la turbina, determinará a futuro la producción eléctrica de la planta, la densidad de potencia pico, puesto que debe ser limitada por cuestiones de estrés térmico de los materiales que constituyen el receptor, y el desbordamiento, que debe ser lo menor posible con el fin de que el campo solar sea lo más eficiente posible.

Finalmente el estudio demostrará que a partir de la determinación de una denominada distancia crítica heliostato-torre el comportamiento de las facetas planas en campos de heliostatos, genera potencias térmicas muy similares a la de las facetas esféricas, y da lugar a menores factores de desbordamiento y menores densidades de potencia pico (potencia máxima recibida en el receptor), pudiendo configurarse dicho campo de forma mixta, con heliostatos de facetas esféricas hasta la distancia crítica y de facetas planas a partir de dicho punto.

1.3. Metodología de la investigación

Para llevar a cabo el estudio comparativo mencionado, en primer lugar se realizará un estudio del mallado más adecuado para cada uno de los heliostatos del campo, con el fin de establecer el mallado óptimo para las simulaciones, de manera que el número de elementos sea lo suficientemente pequeño para poder llevar a cabo las simulaciones en tiempo razonable, y al mismo tiempo lo suficientemente grande como para representar de la forma más precisa posible la geometría del heliostato incluyendo el facetado.

A continuación se simulará un mismo heliostato del campo de PS10 con facetas esféricas y facetas planas, sobre un plano situado en la apertura de la cavidad del receptor, suficientemente grande como para poder observar con el menor efecto de desbordamiento posible las diferencias entre la forma de la mancha solar proyectada sobre dicho plano para cada uno de los dos tipos de heliostatos.

Se continuará con el estudio del mapa de flujo sobre el receptor para todo el campo de heliostatos PS10 y para dos instantes concretos, el día 81 a las 10 horas solares, y el día 81 a las 12 horas solares, con el fin de observar las diferencias, debidas principalmente al efecto coseno, de los tres parámetros de relevancia: potencia total, densidad de potencia pico y desbordamiento.

A continuación se llevará a cabo un análisis detallado del comportamiento de los tres parámetros de estudio para todas las filas del campo de heliostatos de manera anual, finalizando con la simulación de todo el campo de PS10 con dos escenarios, campo de heliostatos con facetas esféricas y campo de heliostatos con planas, con el fin de obtener en promedio anual la potencia térmica obtenida para cada escenario.

La misma metodología es llevada a cabo para el caso de un campo de heliostatos más pequeño, en este caso el campo de heliostatos Eureka, finalizando el estudio con un análisis económico del campo de PS10 con facetas planas y esféricas.

1.4. Estado del arte

A continuación se presenta un breve resumen de las diferentes tecnologías existentes dentro del campo de la conversión termoeléctrica de la energía solar, centrándonos en el estado del arte de la tecnología de receptor de torre, objeto de este trabajo, y más concretamente en el campo de heliostatos que forma parte de este tipo de sistemas.

1.4.1. Tecnologías solares

Con el fin de encuadrar la tecnología de la que nos ocuparemos durante este trabajo de investigación, comenzaremos con una clasificación de las diferentes tecnologías solares. Vamos a distinguir entre dos grandes tipos, la fotovoltaica y la térmica.

I. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica, se encarga del aprovechamiento de la energía solar con el fin de destinarla a la generación de energía eléctrica. Esto es posible gracias al uso de materiales semiconductores (silicio, germanio, otros) en los que se produce el denominado efecto fotoeléctrico.

Esta tecnología fotovoltaica se viene actualmente utilizando tanto en viviendas para cubrir los consumos propios de éstas, como en plantas solares fotovoltaicas de conexión a red (huertos solares), que consisten en un conjunto de paneles fotovoltaicos con o sin seguimiento solar, cuya principal misión es inyectar en la red eléctrica la electricidad generada. Un ejemplo de este tipo de instalaciones puede verse en la fotografía de la Figura 1.1 que nos muestra una planta solar fotovoltaica de conexión a red.



Figura 1.1 Planta fotovoltaica de conexión a red Fustiñana II, 1.2 MWp, Iberdrola

II. Energía solar térmica

Dentro de las tecnologías de aprovechamiento térmico, que será el objeto de nuestro estudio, podemos distinguir dos tipos, tecnologías de energía solar con y sin concentración.

i. Energía solar térmica sin concentración

La energía solar de aprovechamiento térmico sin concentración opera en el rango de baja temperatura, típicamente por debajo de 100°C , y está destinada principalmente al calentamiento de agua para su aprovechamiento en viviendas (agua caliente sanitaria aproximadamente a 80°C).

Estos sistemas, consisten principalmente en una placa absorbedora recubierta de un material selectivo, buen receptor en el rango del espectro visible y mal emisor en el rango del infrarrojo, en contacto directo con un conjunto de tubos por el interior de los cuales circula el fluido caloportador, normalmente aceite o bien directamente agua. Este conjunto de placa y tubos está cubierto por una superficie transparente, generalmente vidrio templado con objeto de reducir las pérdidas de calor, tanto por conducción como por convección. El sistema se protege de las pérdidas por la parte posterior mediante un recubrimiento de material aislante térmico. Un esquema de dicho dispositivo se puede ver en la imagen de la Figura 1.2. En general, tanto en el caso de utilizarse agua como aceite como fluido caloportador, el sistema cuenta con un intercambiador de calor a través del cual se hace pasar dicho fluido, transfiriendo la energía a un fluido secundario que es el agua caliente sanitaria (ACS) la cual se calienta de este modo.

Estos sistemas son denominados **captadores de placa plana (CPP)**, (ver Figura 1.2.)

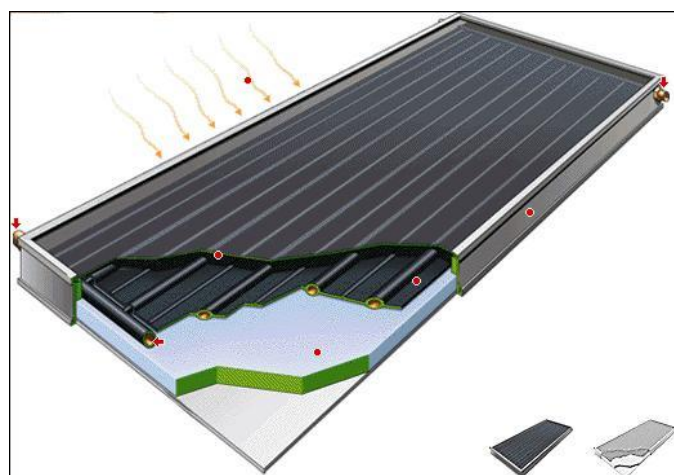


Figura 1.2 Captador de placa plana (CPP)

El principal problema que se deriva del uso de los CPP es su baja temperatura de operación, como ya hemos comentado. Termodinámicamente se demuestra que alcanzan en torno a los 80° C como máximo, por lo que con el fin de aumentar la eficiencia de los sistemas o alcanzar mayores temperaturas del fluido caloportador, se emplean los denominados sistemas de concentración solar.

ii. Energía solar térmica de concentración

Estos sistemas pueden ser de baja, media o alta concentración.

A. Sistemas de baja concentración solar

Los sistemas de baja concentración solar se caracterizan por operar con temperaturas de fluido, T_f , por debajo de 100°C. Se suelen utilizar acoplados a sistemas solares de calefacción y refrigeración, absorción de efecto simple o adsorción, sistemas para calentamiento de agua, sistemas de secado solar y desalinización, etc. Concretamente los sistemas más utilizados son los denominados **concentradores parabólicos compuestos (CPC)**.

El CPC, también llamado concentrador de tipo ideal o Winston, por el nombre de su inventor a finales de los años sesenta, consta esencialmente de dos reflectores parabólicos que redirigen la irradiación solar desde la apertura de dicho concentrador hasta el tubo absorbente o receptor, como si se tratase de un embudo.

Cada una de las dos secciones reflectoras, derecha e izquierda, pertenece a una parábola diferente, razón por la cual se denomina compuesto. Estos concentradores son también clasificados dentro de los sistemas solares de concentración 2D, es decir, de foco lineal. En la Figura 1.3 se muestra un esquema de un CPC.

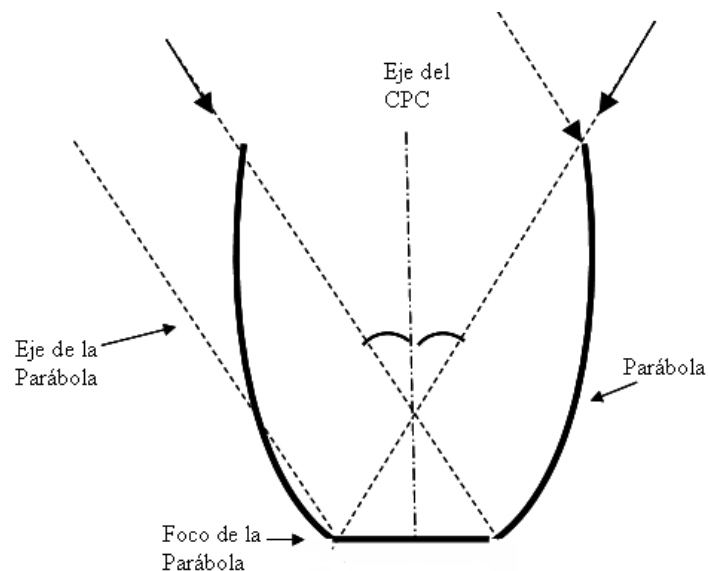


Figura 1.3 Concentrador parabólico compuesto CPC

B. Sistemas de media concentración solar

La tecnología solar térmica de media concentración está destinada a temperaturas de fluido entre los 100°C y los 350°C aproximadamente. Dentro de esta tecnología, se sitúan los denominados **concentradores cilindro-parabólicos (CCP)**.

Estos dispositivos consisten en grandes superficies espejadas, conformadas en forma cilindro-parabólica, cuya misión es la de concentrar toda la energía solar en su línea focal, son por tanto concentradores 2D y van dotados de un sistema de seguimiento del Sol en un solo eje, acimutal o ecuatorial. A lo largo de la línea focal se sitúa el receptor del sistema, que está constituido por dos tubos concéntricos entre los que se crea vacío con el fin de disminuir las pérdidas térmicas. El tubo exterior es de vidrio, mientras que el interior es un tubo metálico recubierto de una superficie selectiva, encargado de absorber el calor y transmitirlo al fluido caloportador que circula por su interior. Este fluido es habitualmente aceite, aunque ya se está empezando a trabajar con agua, de manera que el vapor se genera directamente en el interior del propio tubo absorbedor, en lo que se denomina sistemas de generación directa de vapor (GDV).

En el caso de sistemas que trabajen con aceite, éste, una vez alcanzada la temperatura deseada en el concentrador, se dirige a una serie de intercambiadores de calor, donde cede su energía al agua, que actúa como fluido secundario con el fin de producir vapor.

Este vapor puede, o bien ser aprovechado como calor de proceso en fábricas o bien ser conducido a una turbina para la producción de energía eléctrica. Cuando ésta sea la finalidad de la producción de vapor nos referiremos a la tecnología como energía solar termoeléctrica.

La tecnología CCP es actualmente una de las más maduras y por la que han apostado la mayoría de las grandes empresas que se dedican a la generación de energía solar termoeléctrica, como Acciona, Iberdrola, Aries, Sener, Bright Source, o Abengoa Solar.

La Figura 1.4 muestra una fotografía de una planta solar cilindro-parabólica.



Figura 1.4 Planta de concentradores cilindro-parabólicos, Solar One Nevada (Acciona)

C. Sistemas de alta concentración

La tecnología solar térmica de alta concentración está destinada a generar energía con temperaturas de fluido superiores a 350°C.

Entre ellas podemos distinguir dos grandes tecnologías, tecnología de **disco parabólico** (Disco Stirling) y tecnológica de **receptor central o torre**. Estas

tecnologías, concentran toda la irradiación en un foco puntual (concentradores 3D).

Los denominados Discos Stirling, consisten en paraboloides espejados, constituidos por facetas o superficies continuas, que concentran la irradiación solar sobre un foco en el que se sitúa generalmente un motor Stirling encargado de la generación de energía eléctrica. Es una tecnología denominada modular puesto que se trata de unidades de pequeña potencia, entre 10 y 50 kWe. Podemos observar algunas de estas unidades en la fotografía de la Figura 1.5



Figura 1.5 Disco Stirling de Abengoa Solar New Technologies en Sanlúcar la Mayor, Sevilla

Por otra parte, la tecnología de receptor central o torre consiste en sistemas constituidos por un campo de heliostatos que siguen la posición del Sol en todo momento, y dirigen el rayo reflejado hacia un foco situado en la parte superior de una torre.

A continuación explicaremos de manera más detallada las plantas solares termoeléctricas de torre, tecnología en la que se basa este trabajo de investigación.

1.4.2. Plantas solares termoelectricas de torre

I. Breve historia de la tecnologia

El primer estudio documentado sobre una central de potencia utilizando un receptor central fijo, conocido por su acrónimo inglés Central Receiver System o CRS, fue realizado en la antigua URSS en la década de 1950 [1]. En aquel sistema ya se proponían grandes espejos inclinados montados sobre vagones, y éstos sobre raíles. Sin embargo, sólo se llegó a construir un tosco prototipo de heliostato (espejo) operado manualmente. Tuvo que pasar una década hasta que se acometiera de nuevo el desarrollo de la tecnología de receptor central.

Los primeros experimentos de ingeniería con una metodología razonable fueron llevados a cabo por el Profesor Giovanni Francia de la Universidad de Génova (Italia). En 1965 se construyó en Génova un generador de vapor solar que recibía la energía concentrada por 121 pequeños heliostatos, con un total de 30 m². Enseguida este experimento fue seguido por otras dos plantas más, una de 121 heliostatos con un total de 52 m², y la otra de 271 heliostatos con un total de 200 m² de área total. En 1969 fue construida una planta que llegó a producir vapor a alta temperatura entre 500 y 600°C. Esta planta fue la base para el diseño de una instalación experimental que fue construida en Italia y montada en EEUU en 1977 en el Instituto Tecnológico de Georgia.

Desde los años 70 hasta finales de los 80 con la crisis del petróleo fue cuando se desarrolló la mayor intensidad investigadora y comercial. Con fecha de Agosto de 1980 puede ya encontrarse la patente de título “Method of aligning and locating the mirrors of a collector field with respect to a receptor tower” [2], relacionada con la tecnología de receptor central y que protege un método de medición de un campo solar utilizando un rayo láser y con fecha de Agosto de 1983 la patente de título “Solar thermal power plant” [3] acerca de una planta de energía solar térmica que contiene un campo de heliostatos.

Las experiencias que se tienen en plantas termoelectricas de torre experimentales desde 1980 al 2012 vienen recogidas en la Tablas 1.1 y 1.2 [1]

Tabla 1.1 Plantas solares de torre experimentales en el mundo

Proyecto	País	Potencia (MWe)	Fluido de transferencia térmica	Tipo receptor	Medio de Almacenamiento	Comienzo operación
SSPS	España	0.5	Sodio líquido	Tubos	Sodio	1981
EURELIOS	Italia	1	Vapor	Tubos	Sal Nitrato/Agua	1981
SUNSHINE	Japón	1	Vapor	Tubos	Sal Nitrato/Agua	1981
Solar One	EEUU	10	Vapor	Tubos	Aceite/Roca	1982
CESA-1	España	1	Vapor	Tubos	Sal Nitrato	1982
MSEE/Cat B	EEUU	1	Sales Nitrato	Tubos	Sal Nitrato	1983
THEMIS	Francia	2.5	Sal "Hitech" ¹	Tubos	Sal "Hitech"	1984
SPP-5	Rusia	5	Vapor	Tubos	Agua/Vapor	1986
TSA	España	1	Aire	Volumétrico	Cerámico	1993
Solar Two	EEUU	10	Sales Nitrato	Tubos	Sal Nitrato	1996
Consolar-DIAPR	Israel	0.5	Aire presurizado	Volumétrico	Hibridación combinación fósil	2001
Solgate-REFOS	España	0.3	Aire presurizado	Volumétrico	Hibridación combinación fósil	2002
Eureka	España	2	Vapor	Tubos	Vapor	2007
CRS Sales	España	2	Sales Nitrato	Tubos	Sales	2010
Solugas	España	4.6	Aire-Gas	Tubos	-	2012

Tabla 1.2 Plantas solares de torre comerciales en el mundo

Proyecto	País	Potencia (MWe)	Fluido de transferencia térmica	Tipo receptor	Medio de Almacenamiento	Comienzo operación
PS10	España	11	Vapor	Tubos	Vapor presión	2006
PS20	España	21	Vapor	Tubos	Vapor presión	2006
Gemasolar	España	27	Sales Nitrato	Tubos	Sales Nitrato	2008

II. Plantas solares de torre experimentales en el mundo

Small Solar Power System (SSPS): proyectos desarrollado en la Plataforma Solar de Almería y patrocinado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA) con participación de nueve países (Alemania, Austria, Bélgica, España,

¹ <http://www.touchdownhitech.com.ar/beneficios.html>

Nota: Durante este trabajo se empleará el punto como separador decimal y el espacio como separación de miles.

Estados Unidos, Grecia, Italia, Suecia y Suiza) y bajo liderazgo del DLR (German Aerospace Center).

Entre los años 1982 y 1986 se ensayaron dos receptores; el primero de ellos, denominado Sulzer, fue un receptor de sodio, de tubos y tipo cavidad con apertura de forma ortogonal. La forma del receptor era semicilíndrica (120° de un cilindro de 4.5 m de diámetro situado verticalmente). La temperatura de salida del sodio era de 530°C y alimentaba un generador de vapor acoplado a un ciclo termodinámico para generación de electricidad [4]. El segundo receptor llamado ASR (Advanced Sodium Receiver), fue un receptor de tubos externo, consistente en cinco paneles que unidos daban una forma rectangular. Cada panel consistía en un haz de 39 tubos. Ambos receptores eran capaces de absorber una potencia térmica de 2.5 MW_t .

Eurelios: Situada en Adrano, Sicilia (1981). El receptor era de vapor de agua, y la potencia prevista de 1 MWe con $6\,200 \text{ m}^2$ de heliostatos. Sólo llegó a producir 750 kWe.

Sunshine: Situada en Nio, Japón (1981). Torre de receptor de vapor de agua de 1 MWe con $12\,900 \text{ m}^2$ de heliostatos. Funcionó durante tres años, demostrando la viabilidad tecnológica del proyecto, pero se consideró económicamente no viable en Japón.

Solar One: Situada en Barstow, California, USA (1982), fue el resultado de un proyecto de investigación llevado a cabo por el departamento de energía de Estados Unidos (U.S Department of Energy) y un consocio industrial y operó entre los años 1984 y 1988. Se trataba de una torre de receptor central externo de vapor sobrecalentado de 42 MW_t para una producción de 10 MWe, con veinticuatro paneles rectangulares de un metro de ancho por catorce de largo. La planta fue diseñada para obtener 516°C de temperatura de vapor a 100 bares de presión.

CESA-1: Fue un proyecto patrocinado por el Ministerio de Industria y Energía, conocido como Central Termosolar de Almería (Centro Electro Solar de Almería CESA-1). La planta de receptor central cuenta con un campo norte de 300 heliostatos aún operativo, y en su configuración inicial tenía una cavidad

con apertura cuadrada de 3.4 metros de lado que albergaba un receptor de tubos y agua-vapor que fue operado entre los años 1983 y 1986, trabajando a 525 °C y 100 bares de presión. El receptor estaba formado por un evaporador de tres paneles de tubos de acero al carbono (A-106 Gr B) con una superficie de 48.6 m², y por un sobrecalentador formado por haces de tubos fabricado en acero X-20 Cr Mo V 121. El vapor producido en el receptor solar era empleado bien para generar electricidad por medio de un turbogenerador de 1 MWe de potencia bien para almacenar energía térmica en los tanques de sales fundidas, o ambas simultáneamente [4].

MSEE/Cat B: Planta experimental construida en USA en 1983 que empleaba nitrato fundido de 1 MW de potencia con almacenamiento también en nitrato fundido.

Themis: Situada en Targassonne, Francia (1982). Torre de receptor de sales fundidas, que generaba 2.5 MWe con 11 800 m² de heliostatos.

SPP-5: Situada en Shchelkino, Ukraine, en la costa de la península de Crimea (1985). Receptor de vapor de agua que generaba 5 MWe con 40 000 m² de heliostatos

Phoenix-TSA: Proyecto promovido a finales de los 80 y finalizado en 1994 en la Plataforma Solar de Almería. Su receptor de 2.5 MW_t estaba constituido por una malla metálica y calentaba aire a temperaturas de 700 °C, empleado para la producción de agua entre 480°C y 540°C y presiones de 35-140 bares. En total acumuló 700 horas de operación, consiguiéndose rendimientos medios en el receptor del 68%, y tiempos de arranque de tan solo 20 minutos [4].

Solar Two: Situada en Barstow, California, USA (1996-1999). Utilizó parte de la infraestructura de Solar One (torre, heliostatos, etc). Su receptor fue de sales fundidas, y generaba 10 MWe con 71 500 m² de heliostatos.

Consolar-DIAPR: La torre solar del Instituto Weizmann consta de 64 heliostatos de 7x8 metros cada uno. El receptor, conocido como receptor anular de alta presión irradiado directamente (Directly Irradiated Annular Pressurized Receiver DIAPR) permite calentar el aire a 1100 – 1300 °C y a altas presiones

(10 – 30 bares), y absorbe 50 MW_t [5]. La irradiación incide en el receptor a través de una ventana cónica de cuarzo pudiendo aguantar una presión cinco veces superior al acero. Los rayos son absorbidos por unos discos de cerámica que recubren las paredes interiores del receptor. El receptor cuenta además con un reconcentrador secundario tipo CPC situándose ambos en el suelo, al lado del bloque de potencia, de manera que la torre, soporta un reflector que redirige la radiación desde el campo de heliostatos hacia la apertura del bloque receptor. A este concepto se le ha denominado “beam-down”.

Solgate-REFOS: Receptor ensayado en la torre CESA 1 en la Plataforma Solar de Almería. Este proyecto se inició en 1996 y consistía en un receptor presurizado de malla metálica, capaz de suministrar aire a 800°C y 15 bares. Este aire podría ser posteriormente empleado como precalentamiento en ciclos de turbina de gas. El receptor contaba con un reconcentrador secundario que le permitió alcanzar eficiencias experimentales de hasta el 80% [4].

Tras este receptor, el proyecto REFOS ensayó tres nuevos receptores volumétricos de aire entre los años 1998 y 2002, pudiendo suministrar cada uno hasta 400 kW_t.

Las experiencias de los años 80 con los proyectos de agua/vapor entre los que se encuentran Eurelios (Italia 1981), Sunshine (Japón 1981), Solar One (Estados Unidos 1982), Cesa-1 (España 1982), Spp-5 (Rusia 1986) y Solar Two (USA 1996) demostraron que hasta entonces sólo los proyectos de vapor saturado contaban con una verdadera fiabilidad después de acumular horas de operación.

Las dificultades encontradas en los sistemas de vapor sobrecalentado de los años 80 estaban principalmente ligadas a la resistencia de los materiales y al comportamiento del sistema ante transitorios, donde la falta de control del sistema hacía que los materiales, ya de por sí expuestos a unas tensiones importantes, sufriesen una mayor tensión y fatiga.

Los proyectos de vapor sobrecalentado como Solar One y Cesa-1 mostraron problemas de control y de aparición de grietas por fatiga. En el caso de Solar One estas aparecieron tras 18 meses de operación.

Ante la necesidad de seguir aprendiendo del uso de vapor sobrecalentado, surge en el año 2007 el proyecto Eureka, dentro de la empresa Abengoa Solar New Technologies.

Eureka: Torre experimental con receptor de vapor sobrecalentado; consta de 35 heliostatos y una torre de 50 metros donde se aloja el receptor de cavidad y de tubos. La potencia aproximada de la planta es de 2 MWe e incluye un sistema de almacenamiento en vapor, que permitiría entregar energía a la red incluso en los momentos en que no hay sol, si no se tratara de una planta experimental.

Actualmente y gracias a las experiencias aprendidas por Abengoa Solar New Technologies en este proyecto, se ha podido demostrar que el uso del vapor de sobrecalentado puede permitir la implantación de ciclos termodinámicos de mayor eficiencia en las plantas de generación eléctrica.

CRS Sales: Torre experimental con receptor de sales fundidas de tubos. Dicho receptor fue instalado en la segunda cavidad de la torre de Eureka con el fin de probar la tecnología de sales. El receptor tiene una capacidad de 5 MW_t, y el generador de vapor puede producir vapor sobrecalentado a 540 °C. Las sales empleadas en este sistema son las denominadas sales solares compuestas por una mezcla de NaNO₃ (nitrato de sodio) y KNO₃ (nitrato de potasio).

Las lecciones aprendidas durante la operación de esta planta, han permitido a Abengoa Solar New Technologies, apostar a nivel comercial por dicha tecnología.

Solugas: El proyecto consiste en una planta piloto de torre para la demostración de la tecnología de potencia híbrida solar-gas, con calentamiento solar directo del aire presurizado de una turbina de gas, y se encuentra en la Plataforma Solar de Sanlúcar la Mayor, Sevilla. El aire caliente es introducido directamente en la cámara de combustión de una turbina de gas comercial de 4.6 MWe. Por limitaciones de diseño de la turbina, en el primer paso, la temperatura de entrada a la cámara de combustión se limita a 650°C. Sin embargo, el receptor y la tubería de aire caliente están preparados para temperaturas de operación de 800°C. En la cámara de combustión, el aire se

calienta con el aporte del gas natural hasta llegar a la temperatura de combustión de la turbina. El proyecto ha sido financiado por el 7º Programa Marco de la Comisión Europea y entre sus socios se encuentran el German Aerospace Center (DLR), Turbomach, GEA Technika Cieplna, New Energy Algeria (NEAL) y Abengoa.

III. Plantas solares de torre comerciales en el mundo

PS10: La primera planta a nivel comercial en el mundo de tecnología de receptor central de vapor saturado en cavidad, fue instalada en España, concretamente en Sanlúcar la Mayor, Sevilla. Promovida construida y operada por Abengoa Solar la PS10 se optimizó para una turbina de 11 MWe, y genera unos 23 GWh, lo que equivale al consumo de 6 000 hogares. [6]

PS20: En el mismo emplazamiento, se encuentra situada la PS20, la segunda torre comercial del mundo, con receptor también de vapor saturado con circulación natural, y 22 MWe de potencia, que genera una energía equivalente al consumo de 10 000 hogares.

Gemasolar (Solar Tres): Planta análoga a la americana Solar Two, promovida por la empresa Sener que tiene por objeto explotar una planta de generación de electricidad utilizando para ello un receptor de sales fundidas de tubos y exterior y almacenamiento de energía también en sales. La configuración de su campo de heliostatos es circular y genera 17 MWe [4].

IV. Componentes de la tecnología

Como ya hemos comentado, los sistemas de torre, o receptor central, son sistemas constituidos por un campo de heliostatos que reflejan la irradiación solar hacia uno o varios focos situados en la parte superior de una torre. Los órdenes de concentración son de 200 a 1000 soles² y las potencias por sistema desde 2.5 MW_t en el caso de los prototipos hasta 200 MW_t para grandes plantas comerciales.

² C=1000 soles =1000 DNI (1000 veces la irradiancia solar directa)

La Figura.1.6 muestra un esquema simplificado de una planta solar termoeléctrica de receptor central con dos cavidades, donde pueden distinguirse las diferentes partes de las que puede estar compuesto un sistema de torre.

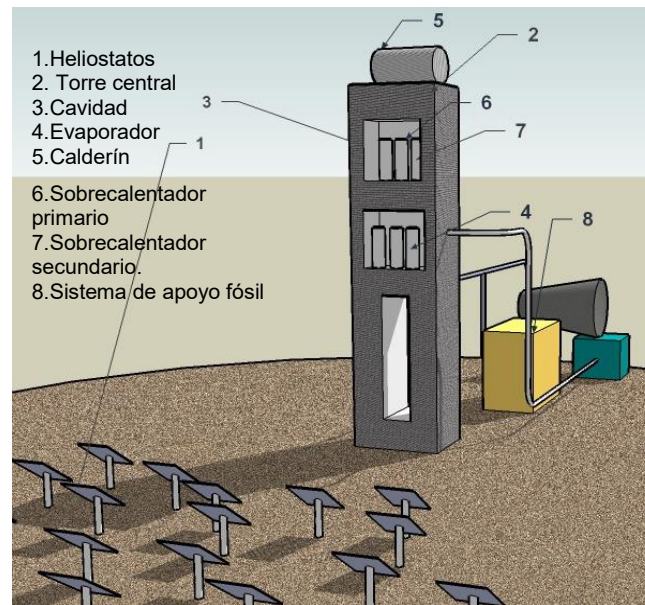


Figura 1.6 Planta solar termoeléctrica de receptor central

El intercambio radiativo-convectivo se produce de forma centralizada en un intercambiador de calor o receptor ubicado en lo alto de la torre. Los altos flujos de irradiación concentrados sobre la torre, típicamente entre 300 y 1000 kW/m², permiten trabajar a altas temperaturas e integrarse en ciclos más eficientes de forma escalonada, y admiten fácilmente el funcionamiento híbrido, combinando el calentamiento solar con otra fuente convencional de calentamiento (gas natural, biodiesel, etc.) en una gran variedad de opciones.

Las plantas solares de receptor central tienen además el potencial de generar electricidad con altos factores de capacidad mediante el uso de almacenamiento térmico, pudiéndose así superar ya en la actualidad las 4500 horas equivalentes al año³. El factor de capacidad es el cociente entre la

³ Horas del año durante las cuales la turbina de la planta opera a su potencia nominal.

energía que genera la planta, durante el número de horas de funcionamiento de la turbina, y la cantidad de energía que generaría dicha planta si funcionara a máxima potencia las 24 horas del día.

Tras la etapa compuesta por los equipos propiamente solares, concentrador óptico y receptor solar, el esquema utilizado es muy similar al de las tecnologías termoeléctricas convencionales. El esquema general de la Figura 1.7 ilustra los procesos que tienen lugar en centrales solares termoeléctricas. En este sistema se ha incluido una unidad de almacenamiento y otra de apoyo de energía fósil, lo que eventualmente puede permitir complementar la potencia generada por irradiancia solar, en el caso de que el perfil de demanda sea superior al aporte energético solar.

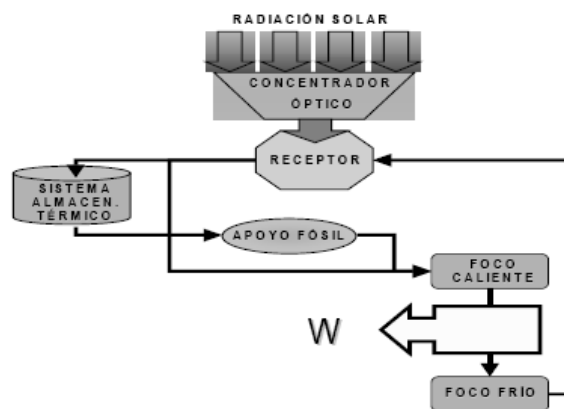


Figura 1.7 Esquema general de los procesos en centrales solares termoeléctricas

En estas plantas existen dos partes perfectamente diferenciadas, el sistema receptor de energía y el sistema concentrador de energía solar.

i. Sistema receptor de energía

El sistema **receptor** de energía se sitúa en lo alto de la torre de nuestra planta y va a jugar el papel de caldera dentro de nuestro ciclo termodinámico. Los receptores se pueden clasificar de muchas maneras, dependiendo de si existe o no absorbedor, del tipo de absorbedor que se trate, del fluido de trabajo, y de la configuración general, existiendo de esta manera una gran variedad de opciones de diseño.

A. Presencia de absorbedor

- a) *Receptor de Intercambio Indirecto de Energía:* cuando existe un material absorbedor encargado de transferir la energía solar al fluido de trabajo.
- b) *Receptor de Intercambio Directo de Energía:* cuando no existe un absorbedor como tal si no que es el propio fluido de trabajo el que se somete a la irradiación solar.

B. Tipo de intercambio térmico

- a) Receptor de tubo: actúa como un intercambiador de calor recuperativo. Los tubos reciben la irradiación solar en su parte exterior, conducen la energía a través de sus paredes y la transmiten al fluido térmico que circula por su interior. Dentro de este tipo podemos considerar dos diferentes receptores:

a.1 Receptor de tubos de cavidad: el absorbedor de tubos se encuentra en lo alto de la torre dentro de un “hueco o cavidad” cuyo tamaño viene delimitado por el propio absorbedor, que se apoya sobre la cavidad formando las paredes de ésta; el techo y el suelo son generalmente de material aislante y además refractario. La cavidad cuenta con una apertura de dimensiones limitadas por donde entra la irradiación solar reflejada por los heliostatos. La opción de receptor dentro de una cavidad permite reducir las pérdidas por convección y radiación del sistema. Podemos ver un ejemplo de ese tipo de receptores en la Figura 1.8.

a.2 Receptor exterior de tubos: los tubos absorbedores se disponen externamente, formando la superficie lateral del receptor. Las pérdidas térmicas al exterior por convección y radiación son mucho mayores que en los receptores de cavidad. En la Figura 1.9 podemos ver un ejemplo de este tipo de receptores.

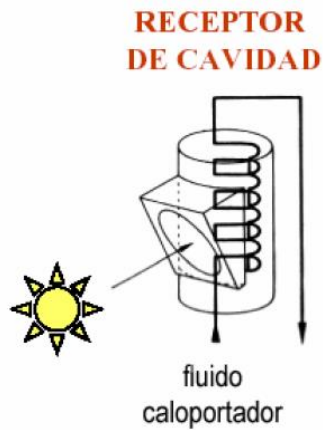


Figura 1.8 Receptor de tubos en cavidad

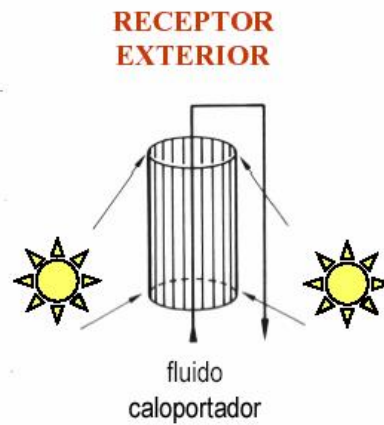


Figura 1.9 Receptor de tubos exterior

- b) Receptor volumétrico: actúa como un intercambiador de calor, transfiriendo la energía térmica por convección al aire que pasa a través de un absorbedor metálico o cerámico que puede adquirir diferentes formas.
- c) Receptor de chorro de partículas: también llamado receptor de lecho fundido, opera como un intercambiador de calor directo, utilizando fluidos o chorros de partículas que reciben la irradiación directa inmediatamente en su volumen o superficie.

En la Figura 1.10 podemos ver representados a la izquierda un receptor volumétrico y a la derecha un receptor de chorro de partículas

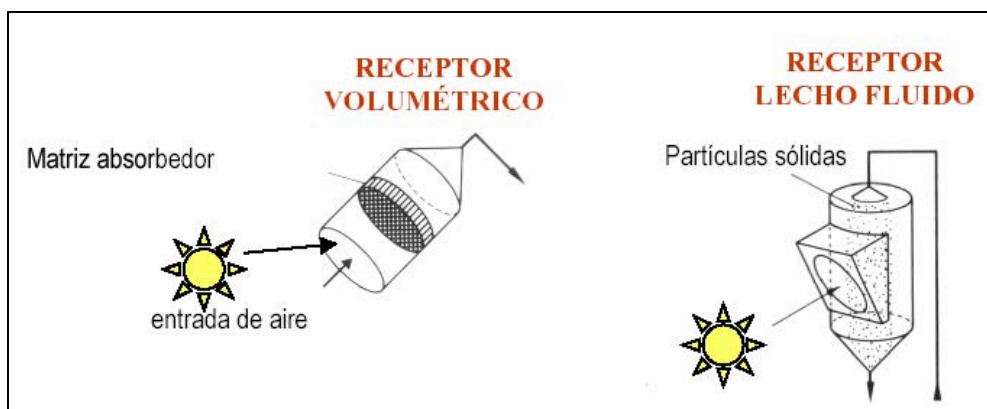


Figura 1.10 Receptor volumétrico (izq.) y receptor de chorro de partículas o lecho fundido (drcha.)

ii. Sistema concentrador de energía

El campo concentrador de energía solar o **campo de heliostatos** consiste en el conjunto de todos los espejos que componen la planta, y que están distribuidos sobre el terreno, de tal forma que el efecto de sombreado y bloqueo de unos sobre otros sea el menor posible, así como que se minimice el efecto coseno⁴. El campo se puede diseñar de muchas formas, pero la más habitual es la forma de corona circular en la que los heliostatos se disponen como anillos concéntricos. Las configuraciones habituales son:

- *Configuración Norte (o Sur):* propio de latitudes Norte (o Sur). Los heliostatos se sitúan al Norte (o Sur) de la torre. Un ejemplo de plantas de configuración Norte son las plantas PS10 y PS20 que la empresa Abengoa Solar tiene instaladas en Sanlúcar la Mayor (Sevilla) y cuya vista aérea se muestra en la Figura 1.11.
- *Configuración circular:* los heliostatos se sitúan alrededor de la torre en forma de anillos concéntricos como en la planta Solar Two situada en Barstow (California) y que podemos ver en la Figura 1.12.



Figura 1.11 Plantas solares termoeléctricas de configuración Norte, PS10 y PS20 en Sanlúcar la Mayor Sevilla (Abengoa Solar)

⁴ Efecto coseno: efecto que se produce debido al ángulo μ que forman los rayos incidentes con la normal a la superficie del heliostato, y que provoca la disminución del área útil de reflexión de éste. $A_{\text{efectiva}} = A_{\text{real}} \cos \mu$



Figura 1.12 Planta solar termoeléctrica de configuración circular Solar Two Barstow, California

En la Figura 1.13, podemos ver un esquema del diseño de estos dos tipos distintos de plantas.

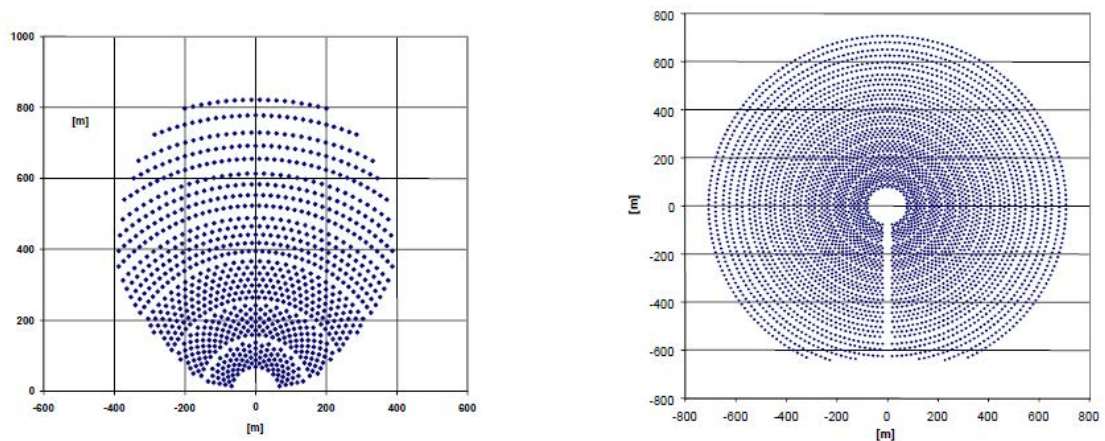


Figura 1.13 Esquemas de plantas solares Norte a la izquierda y circular a la derecha

Según sea la posición del Sol, los heliostatos pueden hacer de pantalla de la irradiación solar directa a uno o más que estén detrás, produciendo un efecto de sombra, o bien, bloquear la irradiación solar reflejada por los heliostatos contiguos posteriores, reduciendo de esta forma la energía que incide sobre el receptor. Estos efectos se ilustran en la Figura 1.14.

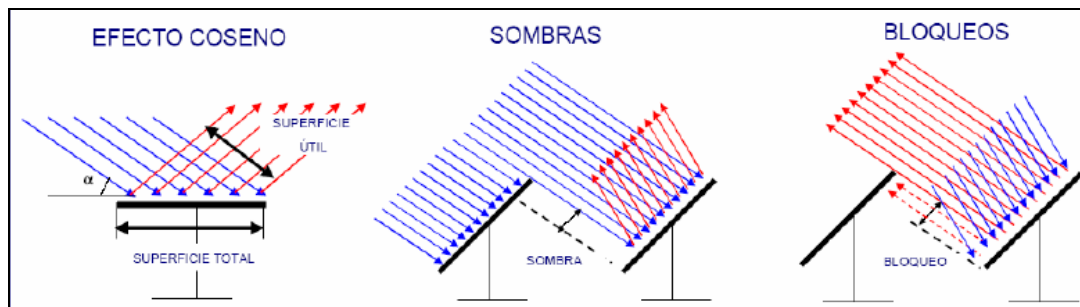


Figura 1.14 Pérdidas por efecto coseno (izquierda), sombreado (centro) y bloqueo (derecha)

Para reducir estos efectos se tiende a situar el receptor lo más alto posible sobre el terreno horizontal que contiene al campo de heliostatos, torres de aproximadamente 100 m en el caso de las torres comerciales, al tiempo que los heliostatos se distancian entre sí lo suficiente para minimizar sombras y bloqueos.

Hoy en día existen pocas herramientas en el mercado que permitan calcular la optimización de la colocación de los heliostatos en el campo, evitando que estos se sombreen o se bloqueen unos a otros cuando dirigen los rayos solares reflejados hacia el foco del receptor.

Las más importantes o significativas son:

- WinDelsol (Abengoa Solar – Ciemat)
- HFLCAL (German Aerospace Center DLR)
- R-Cell (Tietronix)
- ASPOC (Nevada Software S.L)

Durante este trabajo de investigación, se ha empleado la herramienta Windelsol, desarrollada por Solúcar Investigación y Desarrollo, actual Abengoa Solar New Technologies, y Ciemat [7], y basada en el código en fortran Delsol [8].

Dada la importancia que las pérdidas tienen en el aprovechamiento de la irradiancia solar en una central de torre, vamos a estudiar de manera detallada los efectos antes mencionados y que son, como ya se ha dicho, los principales causantes de estas pérdidas. Para ello, consideraremos el heliostato como la unidad de concentración de la planta de receptor central.

El heliostato consiste en una superficie espejada conformada generalmente en forma esférica, aunque también pueden ser plana o paraboloïdal, de dimensiones que pueden ir desde 1 m² en los pequeños heliostatos (heliostato desarrollado por Esolar) hasta 120 m² -150 m² en los heliostatos de grandes dimensiones (heliostatos Solúcar 120). Dichos heliostatos poseen un sistema de seguimiento en dos ejes para su focalización continuada sobre un punto focal normalmente fijo y situado en lo alto de la torre, manteniendo una imagen constante a lo largo del movimiento solar.

El heliostato consta fundamentalmente de una superficie reflectante, una estructura soporte, un mecanismo de accionamiento en azimut, seguimiento solar diurno, y elevación, seguimiento solar estacional, pedestal, cimentación, y un sistema de control.

1.4.3. El heliostato

El término heliostato proviene del griego y significa Sol quieto, ya que su misión es mantener durante todo el día el rayo reflejado en el interior del receptor central.

Desde el punto de vista económico, el campo de heliostatos supone algo más del 40% de una planta solar termoelétrica de torre [9], y desde el punto de vista energético, y del rendimiento global de la planta, éste depende en gran medida de la eficiencia del campo de heliostatos, razón por la que la influencia del heliostato en la producción eléctrica de la planta merece un estudio exhaustivo.

1. Historia del heliostato

Históricamente se han perfilado dos líneas perfectamente definidas en el desarrollo de los heliostatos [10], los orientados hacia configuraciones a base de facetas y grandes superficies, del orden de 100 m², que reducen el precio por m² de estructuras, mecanismos, cableado y cimentaciones, y los heliostatos de nuevos materiales reflectantes como es el caso de la membrana tensionada.

i. Heliostatos de facetas

Denominamos facetas a los distintos elementos especulares individuales en los que se divide el heliostato y que pueden verse a partir de la Figura 1.15.

Estas facetas pueden ser de diferentes formas y tamaños, estando formadas básicamente por vidrio sobre el que hay depositado una capa de plata o aluminio y una capa de pintura por la parte posterior, que protege a la misma.

En 1978, se realizó la primera producción de pequeños heliostatos para el Central Receiver Test Facility, operado por Sandia Laboratories Albuquerque, NM (concretamente por el US Department of Energy, DOE). Cada heliostato tenía un área de 37.4 m^2 , y se produjeron 222. A ésta, le siguió la producción de 1818 heliostatos para la planta piloto Solar One, construida en Barstow. En dicha planta, cada heliostato tenía un área reflectiva de 39.9 m^2 [11].

En 1979 DOE (Department of Energy of USA), desarrolló lo que ellos denominaron la “segunda generación” de heliostatos, que se esperaba fueran usados en plantas comerciales. Se diseñaron cuatro diferentes prototipos con áreas entre 49 y 59 m^2 . En todos estos heliostatos se usaron espejos con recubrimientos de plata.

La tecnología actual de heliostatos de vidrio/metal, que se puede considerar más comercial, se centra en unidades de entre 1 y 150 m^2 . En este rango, fueron desarrollados distintos heliostatos que a continuación presentamos, ordenados de menor a mayor superficie:

Esolar heliostato: Heliostato de aproximadamente 1 m^2 de superficie, desarrollado por la empresa Esolar en el 2010. Podemos ver este heliostato en la Figura 1.15.



Figura 1.15 Heliostato de Esolar de aproximadamente 1 m²

Heliostato CSIRO: heliostato de aproximadamente 4 m² desarrollado por The Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO) en Australia, y construido por Central Coast company, Performance Engineering Group en el 2010. (Figura 1.16).



Figura 1.16 Heliostato de CSIRO de aproximadamente 4 m²

Heliostato SIREC: Heliostato de 16 m² desarrollado dentro del proyecto SIREC (Central Receiver Solar Thermal Systems).

Heliostato Hellas 01: Desarrollado por la empresa GHER S. A en 1999, se trataba de un heliostato de tres facetas y aproximadamente 19.2 m². Este heliostato fue ensayado en la Plataforma Solar de Almería. (Figura 1.17).



Figura 1.17 Heliostato Hellas 01 de 19.2 m²

Heliostato ASINEL: heliostato de aproximadamente 55 m² constituido por facetas fabricadas por Inabensa (sociedad perteneciente a Abengoa). Formaron parte del campo de 64 heliostatos del Instituto Weizmann, Rehovot: Centro de Investigación en Israel que fue inaugurado en 1988.

Heliostato Solgas: desarrollado dentro del proyecto Solgas en Huelva, en el que participaron diferentes centros de investigación, entre ellos Ciemat, y empresas como Inabensa. Este heliostato de 66 m² sirvió de partida para el heliostato Colón.

Heliostato Colón: desarrollado por Inabensa en colaboración con el Ciemat en 1997. Se trataba de un heliostato de 70 m² desarrollado dentro del proyecto Colon Solar y probado en la Plataforma Solar de Almería (PSA). (Figura 1.18).



Figura 1.18 Heliostato Colón de 70 m²

Sanlúcar 90: Heliostato de 91 m², realizado por Sanlúcar R&D actual Abengoa Solar New Technologies en 1999 (Figura 1.19).



Figura 1.19 Heliostato Solúcar 90 de 91 m²

Heliostatos ATS H100: Desarrollado por la empresa americana ATS (Advanced Thermal Systems, Inc.). Se desarrolló en 1983 y tenía 95 m² de superficie. Fue ensayado en Taft, CA USA por Arco Solar Inc.

Heliostato GM-100: Glass Metal Heliostat de 100 m² desarrollado por el Ciemat en 1995 y probado en las instalaciones de la Plataforma Solar de Almería [12].

Heliostato SENER: Heliostato de 115.6 m^2 desarrollado por la empresa SENER en el 2006 y ensayado por el Ciemat en la Plataforma Solar de Almería (PSA) (Figura 1.20).



Figura 1.20 Heliostato SENER de 115.6 m^2

Heliostato PSI 120: desarrollado por Inabensa en 1996. Heliostato de 37 facetas y aproximadamente 120 m^2 de superficie espejada [13] (Figura 1.21).



Figura 1.21 Heliostato PSI 120 de 120 m^2

Sanlúcar 120: heliostato desarrollado por Solúcar R&D actual Abengoa Solar New Technologies, de 121 m² (Figura 1.22).



Figura 1.22 Heliostato Solúcar 120 de 120 m²

Heliostato H-150: desarrollado por la empresa ATS (Advanced Thermal Systems, Inc), en 1984. Se trataba de un heliostato de 150 m², y fue ensayado en Taft, CA USA por Arco Solar Inc., y en Albuquerque, NM USA por Sandia Laboratories (Figura 1.23).

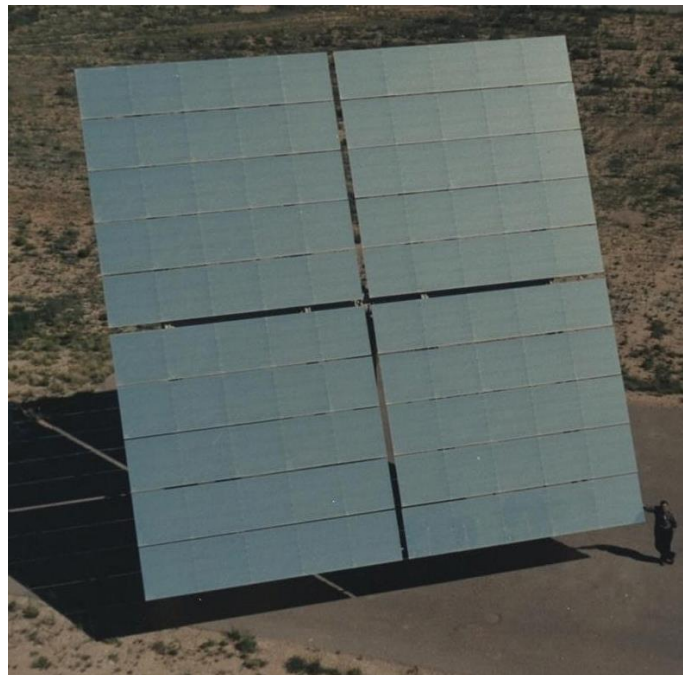


Figura 1.23 Heliostato H-150 de 150 m²

ii. Heliostatos de membrana tensionada

Los heliostatos de membrana tensionada son heliostatos con una superficie metálica muy fina tensada desde un anillo que, a su vez, soporta a la propia membrana. La parte anterior de la membrana está cubierta por unas láminas reflectantes, normalmente a base de plata depositada.

Heliostato SKI: Solar Kinetics, Inc, de Dallas (SKI) construyó un primer prototipo de heliostato de membrana tensionada de 50 m², con un contorno muy cercano al parabólico ideal y 0.007 mm de espesor (0.003 in)⁵ para las membranas de acero inoxidable [11]. Fue instalado en Junio de 1986, y estuvo funcionando durante 35 meses sin problemas mecánicos (Figura 1.24).



Figura 1.24 Primer prototipo de heliostato de membrana tensionada de SKI

<http://www.energy.lan.sandia.gov/photo/photos/1440/144085D.jpg>

⁵ in del sistema métrico americano pulgada. 1 inch = 0.0254 metros

Heliostao SAIC: El primer prototipo de membrana tensionada que fue desarrollado por Science Applications Internacional Corp. de San Diego (SAIC) también de 50 m² con membrana de aluminio con un espesor de 0.254 mm (0.01 in), y que finalmente no resultó factible, puesto que el anillo soporte del espejo no era lo suficientemente flexible, lo que provocó una deformación en la membrana tensionada.

El segundo prototipo de SAIC fue instalado en Febrero del 1989 con un diseño mucho más optimizado y muy buenos resultados en condiciones de viento (Figura 1.25).



Figura 1.25 Heliostato de SAIC de 50 m²

<http://www.energylan.sandia.gov/photo/photos/1711/171112d.jpg>

Heliostato SBP primera y segunda generación: heliostatos de membrana de 7 metros de diámetro desarrollado por Sandia National Laboratories y ensayados en la Plataforma solar de Almería (PSA) con una superficie de 38.48 m². Figura 1.26 (primera generación), Figura 1.27 (segunda generación).



Figura 1.26 Heliostato SBP de primera generación
<http://www.energylan.sandia.gov/photo/photos/3081/308119C.jpg>

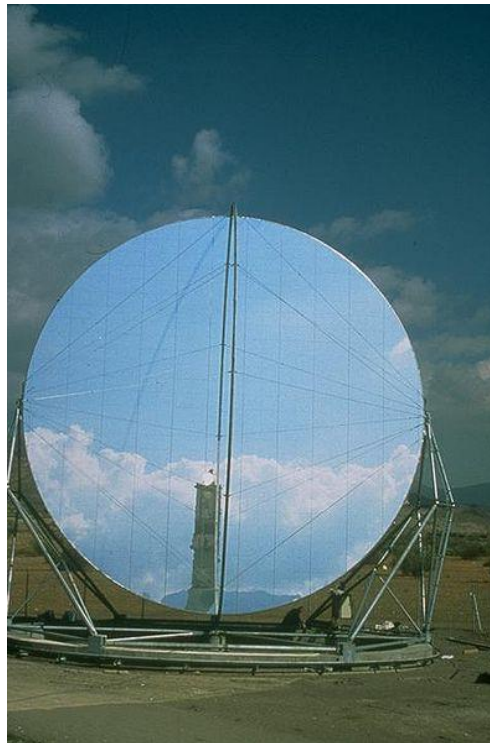


Figura 1.27 Heliostato SBP de segunda generación
<http://www.energylan.sandia.gov/photo/photos/3081/308121C.jpg>

Heliostato ASM-150: Heliostato construido por la empresa Babcock Borsig Power Environment en 1995, también ensayado en la PSA, con 150 m². Su superficie se compone de una sola membrana tensionada recubierta de losetas de material reflectante y de focal variable [14]. (Figura 1.28).



Figura 1.28 Heliostato ASM 150 de 150 m²

Heliostato SAIC Multi-Facet Stretched Membrane: heliostato construido por SAIC Energy Products Division en 1998, con 170 m² de superficie reflectante. Fue ensayado en NREL and Sandia National Labs. (Figura 1.29).

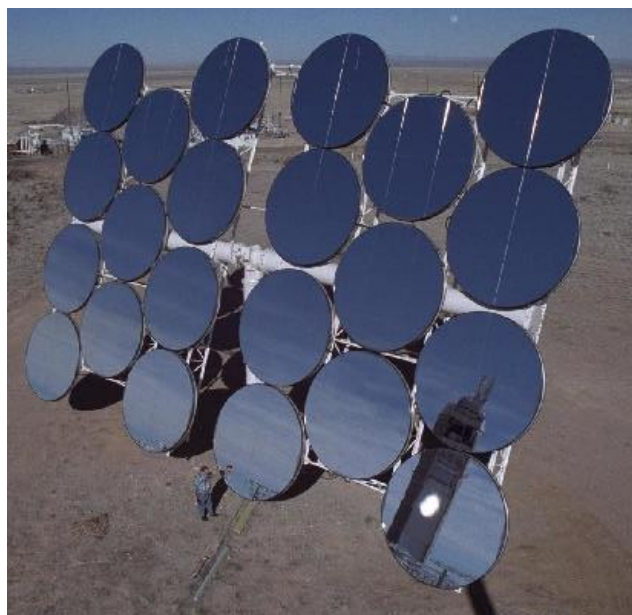


Figura 1.29 Heliostato SAIC de 170 m²

<http://commons.wikimedia.org/wiki/Category:Heliostats>

Nuestro trabajo se va a centrar en los heliostatos que siguen la primera línea de desarrollo, heliostatos de facetas, y que debido a su gran tamaño presentan una serie de problemas ópticos que en el siguiente capítulo plantearemos.

II. Partes de un heliostato de facetas

A los heliostatos de facetas, también se les denomina heliostatos tipo T, por la forma que adquieren el pedestal y los brazos. Están básicamente formados por los siguientes elementos: superficie reflectante, estructura soporte, pedestal, cimentación, mecanismos de accionamiento, sistemas de control, y en el caso de ser autónomos, alimentación eléctrica y baterías.

i. Superficie reflectante

Es la que constituye la óptica del heliostato. Está formada por un conjunto de vidrios, con una deposición de plata sobre una segunda superficie, sujeta a un bastidor que permite su sujeción a la estructura del heliostato. Cada uno de los vidrios se conoce con el nombre de faceta y generalmente tiene forma esférica. Las facetas se orientan para que el heliostato se comporte como un sistema óptico único, por lo que para ello se **cantean**, alinean u orientan, normalmente de manera esférica, dotando al heliostato de una distancia focal característica [9]. Si el foco del heliostato se encuentra en el eje de éste, el canteo se denomina on-axis y si se encuentra fuera de éste, off-axis. Los heliostatos actuales son mucho más ligeros que las primeras generaciones de heliostatos y de más bajo coste, gracias a una mayor variedad de materiales reflectantes a base de espejos de bajo contenido en hierro o polímeros.

ii. Estructura, soporte, pedestal y cimentación

La estructura del heliostato es el soporte mecánico de la superficie reflectante.

Se compone de cerchas y/o perfilería de acero galvanizado, normalmente atornillado a un tubo central (o brazos), solidario al mecanismo de accionamiento, y descansando el conjunto sobre un pedestal, que consiste en el apoyo del heliostato sobre el suelo, siendo o bien de acero, u hormigón, generalmente cilíndrico o con forma de paralelepípedo. La sujeción de dicho

pedestal al suelo puede ser o bien el propio pedestal empotrado sobre la cimentación del mismo o bien atornillado mediante pernos a dicha cimentación.

iii. Mecanismos de accionamiento

Su misión es la de dotar al heliostato de movimiento en elevación y acimut, de manera que éste sea capaz de seguir al Sol en todo momento. Dicho mecanismo puede ser mecánico o hidráulico.

La orientación precisa del heliostato necesita además de una serie de sensores de posición, que informan al sistema de control de si el heliostato ha alcanzado la posición indicada. Pueden emplearse codificadores incrementales, o bien sensores de efecto Hall instalados en el eje del motor.

iv. Sistema de control

Es el encargado de gestionar las tareas básicas que garantizar el funcionamiento diario del heliostato [9]:

- Cálculo de la posición del Sol.
- Cálculo del rayo reflejado.
- Cálculos de los ángulos de acimut y elevación.
- Cálculo de la consigna de posicionamiento de los ejes del heliostato.
- Control de los mecanismos de accionamiento (motores, codificadores etc.)
- Gestión de comunicaciones con el control central.
- Auto-diagnos de errores y averías.
- Autoprotección y toma de decisiones ante situaciones de emergencia.

El control se puede lograr o bien mediante un control centralizado, con un ordenador central o mediante un sistema distribuido.

1.5. Estructura del trabajo

A continuación y durante los siguientes capítulos, se va a proceder al desarrollo del trabajo de investigación, incluyendo en el capítulo 2 el análisis del problema óptico de la aberración astigmática, asociado a heliostatos de facetas esféricas.

A lo largo del capítulo 3 se va a detallar el proceso de simulación utilizado para los diferentes casos y situaciones ya mencionadas, cuáles son los parámetros de entrada y salida de dicha simulación, se presentará la problemática del mallado y se describirá los dos tipos de heliostatos empleados.

Durante el capítulo 4 se realiza un estudio general y comparativo de un heliostato con facetas esféricas y planas analizando las diferencias entre la mancha solar generada.

En el capítulo 5 se presenta la comparativa para el campo de heliostatos PS10 con facetas planas y esféricas, analizando cada uno de los parámetros de relevancia (potencia total, densidad de potencia pico, y factor desbordamiento) para los dos instantes concretos ya mencionados, y en promedio anual de manera detallada para cada fila, y para todo el campo.

El capítulo 6 se centra en el mismo estudio realizado durante el capítulo anterior, pero en este caso aplicado a campos de heliostatos de pequeñas dimensiones, tomando como ejemplo el campo Eureka.

El trabajo se completa con un estudio económico de los dos escenarios planteados para PS10, campo de heliostatos con facetas planas y campos de heliostato con facetas esféricas, que es recogido en el capítulo 7, junto con el análisis general de resultados del capítulo 8 y las conclusiones del capítulo 9.

Capítulo 2. Análisis de los problemas ópticos asociados al concentrador

2.1. Introducción

Uno de los principales problemas que se presentan en el aprovechamiento de la irradiancia solar por parte de centrales termosolares, en particular las centrales de torre, es el hecho que las superficies especulares encargadas de reflejar los rayos solares sobre el foco de la central sufren de defectos, tanto por malformaciones en la construcción de la faceta como por defectos de alineamiento y enfoque sobre el receptor de la central.

En este capítulo se analizará la óptica asociada al elemento concentrador, en este caso el heliostato, y los problemas derivados de esta óptica, con el fin de conocer el sistema que nos ocupa, y la problemática objeto de estudio de este trabajo de investigación.

2.2. Caracterización óptica del elemento concentrador

En todo sistema de concentración la principal característica que define dicho sistema es su capacidad de concentración, que permite establecer el incremento de intensidad de la energía radiante procedente del Sol sobre la superficie del receptor.

La concentración de un sistema solar depende de un conjunto de factores, entre los cuales podemos mencionar, la forma del concentrador, la geometría del mismo, y la distribución angular de los rayos del Sol (forma aparente del Sol o “sunshape”), los cuales definen en combinación, el límite superior o ideal de concentración, que podemos obtener con dicho concentrador.

Definimos la concentración geométrica como el cociente entre el área de apertura del concentrador que refleja la irradiación solar, y el área del receptor (Ec. 2.1).

$$C_{\text{geometrica}} = \frac{A_{\text{apertura}}}{A_{\text{receptor}}} \quad (2.1)$$

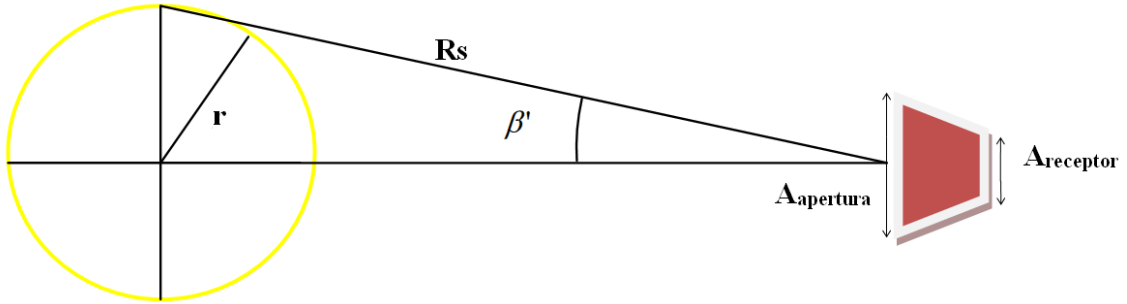


Figura 2.1 Esquema del disco solar frente al concentrador

Y la concentración de flujo como el cociente entre el flujo saliente y el flujo incidente (Ec. 2.2)

$$C_{\text{flujo}} = \frac{\Phi_{\text{saliente}}}{\Phi_{\text{incidente}}} \quad (2.2)$$

El flujo viene definido por la relación:

$$\Phi = \sigma T_{\text{sol}}^4 \frac{r^2}{R_s^2} \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right] \quad (2.3)$$

donde σ es la constante de Stefan-Boltzman, T_{sol} la temperatura del Sol, r el radio del Sol y R_s la distancia entre el emisor, en este caso el Sol, y el receptor, nuestro concentrador.

En el caso ideal la potencia recibida en la apertura es igual a la potencia emitida por el receptor, es decir:

$$Q_{\text{incidente}} = Q_{\text{saliente}} \quad (2.4)$$

esto es,

$$\Phi_{\text{incidente}} A_{\text{apertura}} = \Phi_{\text{saliente}} A_{\text{receptor}} \quad (2.5)$$

lo que implica

$$C_{\text{geométrica}} = C_{\text{flujo}} \quad (2.6)$$

Sin embargo, esto no ocurre en la realidad, ya que:

$$Q_{\text{incidente}} > Q_{\text{saliente}} \quad (2.7)$$

Luego:

$$\Phi_{\text{incidente}} A_{\text{apertura}} > \Phi_{\text{saliente}} A_{\text{receptor}} \quad (2.8)$$

y por tanto:

$$C_{\text{geométrica}} > C_{\text{flujo}} \quad (2.9)$$

por lo que la potencia que llega a la superficie de apertura del concentrador viene dada por:

$$Q_{\text{incidente}} = Q_{\text{apertura}} = \sigma T_{\text{sol}}^4 \frac{r^2}{R_s^2} A_{\text{apertura}} \quad (2.10)$$

En tanto que la potencia emitida por el receptor está definida por:

$$Q_{\text{saliente}} = Q_{\text{receptor}} = f \sigma T_{\text{receptor}}^4 \frac{r^2}{R_s^2} A_{\text{receptor}} \quad (2.11)$$

donde f es un factor igual o menor que 1.

Combinando las relaciones anteriores, se tiene:

$$\sigma T_{\text{sol}}^4 \frac{r^2}{R_s^2} A_{\text{apertura}} \geq f \sigma T_{\text{receptor}}^4 \frac{r^2}{R_s^2} A_{\text{receptor}} \quad (2.12)$$

Por otra parte, asumiendo que las temperaturas del Sol y del receptor sean iguales $T_{\text{Sol}} = T_{\text{receptor}}$, obtenemos:

$$\frac{r^2}{R_s^2} A_{\text{apertura}} \geq A_{\text{receptor}} \quad (2.13)$$

de donde

$$C = \frac{A_{\text{apertura}}}{A_{\text{receptor}}} \leq \frac{R_s^2}{r^2} = \frac{1}{\sin^2 \beta'} \quad (2.14)$$

siendo $\beta' = 0.00465 \text{ rad} = 4.65 \text{ mrad}$, lo que conduce a que la concentración límite valga:

$$C_{3D} \leq \frac{1}{\sin^2 \beta'} \approx 46 \quad (2.15)$$

En condiciones reales, existe un conjunto de factores que afecta a dicha concentración disminuyendo su valor en la práctica. Estos factores pueden incluirse dentro de la calidad óptica del concentrador en términos de distribuciones de errores. Podemos distinguir tres categorías de errores, errores de grande, media y pequeña escala.

2.2.1. Errores de gran escala

Entre los errores de gran escala podemos mencionar los **errores de forma del Sol o “sunshape”**.

El Sol no es una fuente puntual y, además, su intensidad no se distribuye de manera uniforme a lo largo del disco solar, si no que decrece hacia los bordes. La forma del Sol viene descrita por una distribución de rayos con respecto a uno procedente del centro, estando dicha distribución convolucionada con el error del cono del Sol para tener así una forma del Sol efectiva. Para calcular el valor sigma de la dispersión de la forma del Sol, primero vamos a establecer un sistema de referencia con el fin de describir una distribución angular de errores en dos dimensiones.

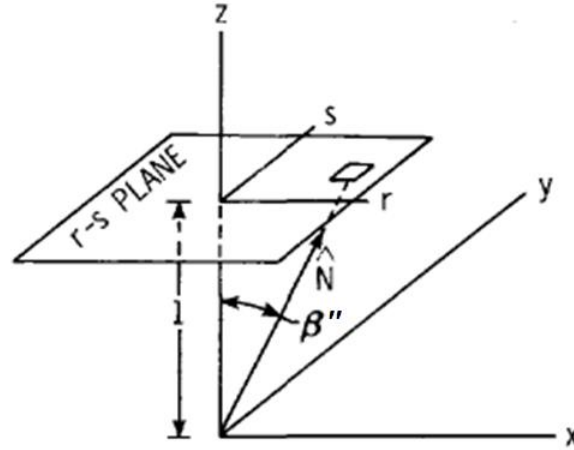


Figura 2.2 Plano de referencia r-s para distribución angular de errores en una superficie reflectora con sistema de referencia x,y,z [16]

Supongamos que un rayo solar incide normalmente sobre una determinada superficie, plano r-s; si definimos el vector unitario normal como \vec{N} , y el elemento diferencial de superficie sobre el que incide dicho rayo como $dr \times ds$, la probabilidad que el rayo solar intersecte dicho elemento de superficie viene dado por $[F(r,s)drds]$, donde F es la función de probabilidad de densidad, y donde la distancia radial al punto (r,s) viene definida por $\rho = \tan \beta'' = (r^2 + s^2)^{1/2}$ [16].

Supongamos ahora que el radio del disco solar es a, y consideremos la distribución de probabilidad de "Pillbox", donde F viene definida de la siguiente forma:

$$F(\beta') = \begin{cases} \frac{1}{\pi a^2} & \rho \leq a \\ 0 & \rho > a \end{cases} \quad (2.16)$$

Esta distribución de probabilidad considera una intensidad constante cuando estamos dentro del radio solar con valor $1/\pi a^2$ donde $\rho \leq a$, y una intensidad 0 cuando nos encontramos fuera de dicho radio $\rho > a$.

En ese caso, el radio cuadrático medio para la distribución de probabilidad "Pillbox", viene dado por la siguiente ecuación:

$$\langle \rho^2 \rangle = 2\pi \int_0^a \rho^3 F(\rho) d\rho = 2\pi \int_0^a \rho^3 \frac{1}{\pi a^2} d\rho = \frac{2\pi}{\pi a^2} \left[\frac{\rho^4}{4} \right]_0^a = \frac{2}{a^2} \frac{1}{4} a^4 = \frac{a^2}{2} \quad (2.17)$$

Si observamos las medidas tomadas por el Lawrence Berkeley Laboratory Circumsolar Telescope en Albuquerque, (NM) el 7 de Agosto de 1976 a las 11.43 hora solar, las cuales han sido representadas en las gráficas de la Figura 2.3, se puede apreciar la forma del Sol “sunshape”⁶ (línea continua) así como la distribución normal con $\langle \rho^2 \rangle = a^2 / 2$ (línea discontinua), siendo “a” el radio del Sol, y en línea discontinua y distribución cuadrada la distribución de probabilidad “Pillbox Distribution”.

Podemos concluir, por tanto, que:

$$\langle \rho^2 \rangle = 2\pi \int_0^{0.01} \rho^3 F(\rho) d\rho = 8.76 \cdot 10^{-6} \quad (2.18)$$

Luego el valor cuadrático medio, (RMS), viene dado por:

$$\sqrt{\langle \rho^2 \rangle} = 2.96 \cdot 10^{-3} = 2.96 \text{ mrad} \approx 3 \text{ mrad}$$

La integración se realiza entre 0 y 10 mrad (0.01 rad) puesto que es el máximo valor de ρ dado en las gráficas de las Figura 2.3.

⁶ Se define forma del Sol o “sunshape” a la función de distribución radial de energía que presenta el Sol a lo largo de su radio

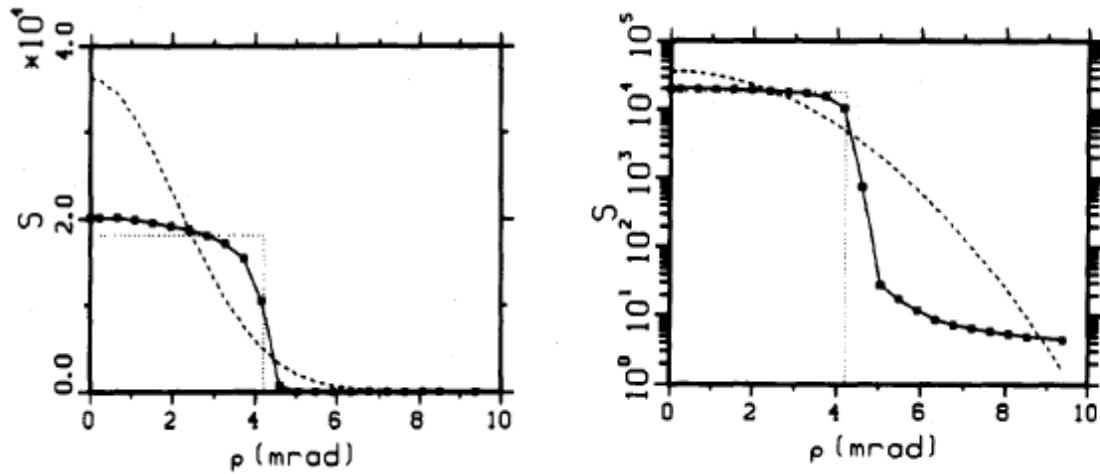


Figura 2.3 Medidas de intensidad relativa que muestra la forma del Sol tomadas por el telescopio Lawrence Berkeley Laboratory Circumsolar Telescope en Alburquerque (izquierda) y mismas medidas en escala logarítmica (derecha) [16]

Si comparamos este resultado con la distribución de “Pillbox”, que hemos definido anteriormente, podríamos concluir que, para el caso de una forma del Sol con esa distribución,

$$\sqrt{\langle \rho^2 \rangle} = \sqrt{\frac{a^2}{2}} = \frac{a}{\sqrt{2}} = 2.96 \text{ mrad} \quad (2.19)$$

de donde $a=4.19$ mrad.

Por otra parte, si tenemos en consideración que una distribución circular normal puede expresarse de la siguiente manera:

$$F(\rho) = \frac{1}{2\pi\sigma^2} \exp\left(\frac{-\rho^2}{2\sigma^2}\right) \quad (2.20)$$

y que en una distribución normal circular la desviación estándar en la dirección r y s es igual, $\sigma_s = \sigma_r = \sigma$, se tiene que:

$$\langle \rho^2 \rangle = \sigma_s^2 + \sigma_r^2 = 2\sigma^2 \rightarrow \sqrt{\langle \rho^2 \rangle} = \sqrt{2}\sigma = \frac{a}{\sqrt{2}} \quad (2.21)$$

Luego $\sigma_t = a/2 = 4.19/2 = 2.095 \text{ mrad}$, que nos proporciona el valor de la desviación típica solar o error de dispersión de la forma del Sol para una distribución de Pillbox.

Al igual que la luz que se propaga a través de la atmósfera terrestre, el haz de luz solar se ve ensanchado debido a su interacción con las partículas atmosféricas. Cuando el radio de las partículas se encuentra entre 0.1 mm y 1 mm, se produce un efecto de dispersión o “scattering” generándose la conocida aureola solar (región circumsolar).

La cantidad de energía de dicha región es importante por dos razones; en primer lugar porque dependiendo del ángulo de aceptación del elemento concentrador se puede sobreestimar la potencia reflejada si se considera la irradiancia de todo el disco solar, y en segundo lugar, porque el perfil de energía radial de la forma solar, “sunshape”, juega un papel no despreciable en la distribución de la densidad de flujo en el plano focal de los sistemas de concentración solar. [17]

Hay que tener en cuenta que muchos autores han estudiado la forma del Sol desde la publicación de los valores dados por el telescopio Lawrence Berkeley Laboratory Circumsolar Telescope en Albuquerque tomados a finales de los años 70 y principios de los 80 del pasado siglo, proponiendo diversas expresiones que se ajustan con precisión al perfil de emisión de energía del disco solar. Un ejemplo de varias de ellas puede encontrarse en la Figura 2.4, donde el perfil ABG será el perfil de la forma del Sol empleado en las simulaciones del actual estudio.

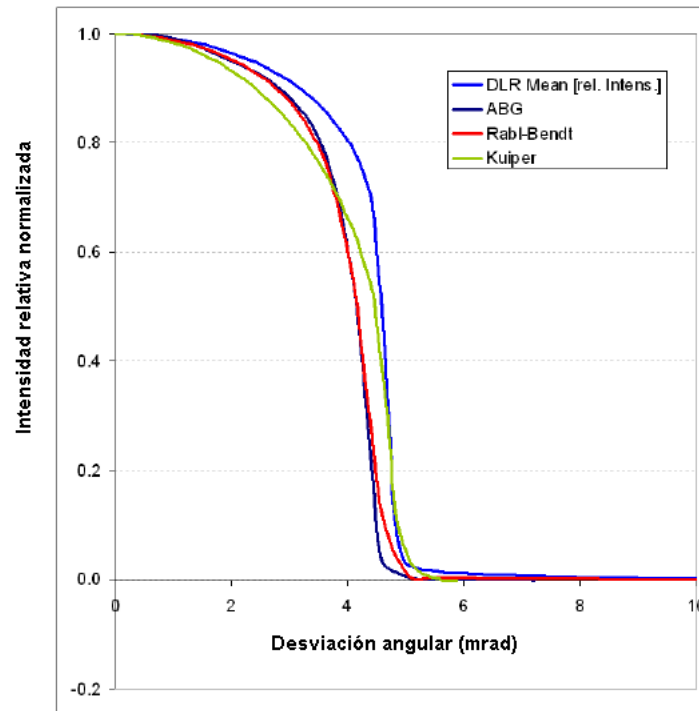


Figura 2.4 Perfiles de emisión del disco solar según diversos autores

La desviación típica asociada al perfil de la forma solar teniendo en consideración la aureola solar, bien sea descrita en forma de valores discretos procedentes de medidas experimentales, o bien a través de valores obtenidos desde su descripción analítica, presenta un valor superior al calculado a partir de la distribución de “Pillbox”. Para el caso del estudio que nos ocupa, la desviación típica solar o error de dispersión de la forma del Sol empleado será de 3 mrad.

2.2.2. Errores de media escala

Los errores de media escala, o errores de ondulación de la superficie espejada sobre la estructura, vienen cuantificados por los **errores de desviación (slope errors)**, quedando determinados por el ángulo β (Figura 2.5), que es el ángulo entre la normal a la superficie de referencia o superficie ideal del concentrador, y el vector normal a la superficie real en el mismo punto. No es necesario especificar este error en cada punto de la superficie del concentrador, si no que se toma un valor estadístico de la distribución de todos los errores en toda la superficie del concentrador o en una porción de ésta.

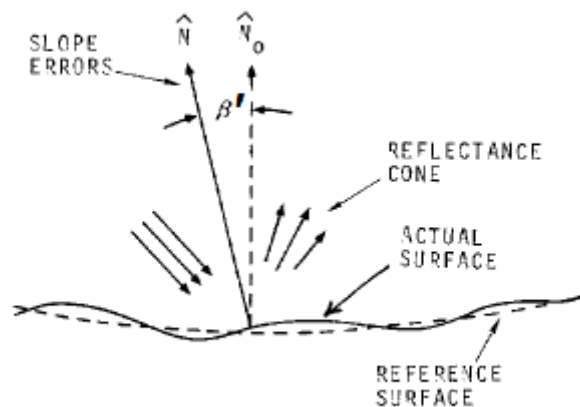


Figura 2.5 Errores de medida de mediana y pequeña escala [16]

Las características de los errores tanto a gran como a media escala deben ser medidas en campo, con el fin de incluir también los errores que se producen durante el montaje.

2.2.3. Errores de pequeña escala

Los errores de pequeña escala o irregularidades de la superficie (errores de estriación de la superficie o de textura granulosa), que denominaremos **errores de reflectancia**, son modelados de la misma manera. Son los causantes de las variaciones en la normal a la superficie en un punto dado, pero a pequeña escala. Sus efectos incluyen la influencia en la reflectividad de la superficie, que normalmente puede ser medida en laboratorio.

Además de los mencionados anteriormente, existen otros errores, vinculados al seguimiento del heliostato, así como los errores vinculados a las aberraciones esféricas (errores de astigmatismo).

A continuación se incluye una caracterización del heliostato como sistema óptico de concentración, dónde puede entenderse más claramente en qué consisten este último efecto (astigmatismo).

2.2.4. Caracterización óptica del heliostato

Los heliostatos bajo estudio están constituidos por 28 espejos modulares (facetas) de geometría esférica, cuyo radio de curvatura es tan grande que se

puede asemejar a una superficie plana, (ver Fig. 2.6). En un caso ideal sin aberraciones podemos suponer que todos los rayos reflejados por las facetas esféricas convergen en un punto, foco, situado en lo alto de una torre (Fig. 2.7).



Figura 2.6 Heliostato Sanlúcar 120 (Abengoa)

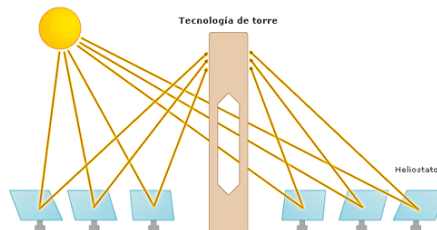


Figura 2.7 Esquema de la trayectoria de los rayos solares en una planta solar de torre

La ecuación de un espejo esférico de radio R , en un sistema de coordenadas cartesianas (Fig. 2.8), con origen "O" en el centro del espejo, viene definida de la forma:

$$x^2 + y^2 + (z - 2f)^2 = (2f)^2 \quad (2.22)$$

donde f es la longitud focal del espejo, que en este caso vale $f = \frac{R}{2}$

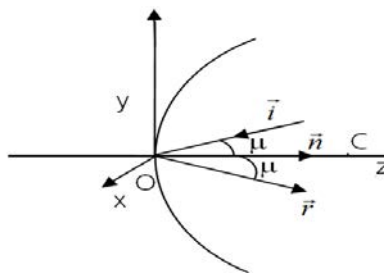


Figura 2.8 Esquema óptico de un espejo

Operando, tenemos:

$$z = 2f - s \rightarrow s = (4f^2 - x^2 - y^2)^{1/2} \quad (2.23)$$

El vector normal a la superficie en el punto de incidencia \vec{n} , se obtiene mediante las derivadas parciales:

$$\vec{v}_n = \left(\frac{\partial z}{\partial x}, \frac{\partial z}{\partial y}, \frac{\partial z}{\partial z} \right) = \left(\frac{\partial z}{\partial s} \frac{\partial s}{\partial x}, \frac{\partial z}{\partial s} \frac{\partial s}{\partial y}, 1 \right) = \left(-\frac{\partial s}{\partial x}, -\frac{\partial s}{\partial y}, 1 \right) \quad (2.24)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial s}{\partial x} &= \frac{1}{2} (4f^2 - x^2 - y^2)^{-1/2} (-2x); \quad \frac{\partial s}{\partial x} = \left(-\frac{x}{s} \right) \\ \frac{\partial s}{\partial y} &= \frac{1}{2} (4f^2 - x^2 - y^2)^{-1/2} (-2y); \quad \frac{\partial s}{\partial y} = \left(-\frac{y}{s} \right) \end{aligned} \Rightarrow \boxed{\vec{v}_n = \left(\frac{x}{s}, \frac{y}{s}, 1 \right)} \quad (2.25)$$

Normalizando el vector:

$$N = \left(\left(\frac{x}{s} \right)^2 + \left(\frac{y}{s} \right)^2 + 1 \right)^{1/2} \rightarrow \vec{n} = \left(\frac{1}{N} \frac{x}{s}, \frac{1}{N} \frac{y}{s}, \frac{1}{N} \right) \quad (2.26)$$

Definiendo ahora los vectores unitarios en la dirección de los rayos incidente, \vec{i} , y reflejado, \vec{r} , como

$$\vec{i} = (u_1, u_2, u_3) \quad (2.27a)$$

$$\vec{r} = (v_1, v_2, v_3) \quad (2.27b)$$

y aplicando las leyes de la reflexión se obtiene que:

$$\vec{n} = \frac{\vec{r} - \vec{i}}{|\vec{r} - \vec{i}|} \quad (2.28)$$

ecuación que permite obtener el mapa de las normales en todos los puntos de la superficie, conocidos, \vec{n} , \vec{i} y \vec{r} para cada par de puntos (x, y) del espejo. Teniendo en cuenta que:

$$\vec{i} \cdot \vec{n} = -\cos \mu; \quad \vec{i} \cdot \vec{r} = -\cos(2\mu) \quad (2.29)$$

donde μ es el ángulo que forma el rayo incidente con la normal a la superficie del espejo, se obtiene:

$$|\vec{r} - \vec{i}| = (\vec{r}^2 + \vec{i}^2 - 2\vec{r}\vec{i})^{1/2} = (2 + 2\cos(2\mu))^{1/2} = 2\cos\mu = -2\vec{i} \cdot \vec{n} \quad (2.30)$$

Por tanto:

$$\vec{n} = (\vec{r} - \vec{i})/(-2\vec{i}\vec{n}) \text{ y } \vec{r} = \vec{i} - 2\vec{n}(\vec{i}\vec{n}) \quad (2.31)$$

El inconveniente principal que tiene este tipo de espejos es la aberración esférica. A medida que los rayos inciden en las zonas más externas del espejo, la desviación que sufren los rayos reflejados es mayor, lo que impide que todos los rayos provenientes de una misma fuente enfoquen en el mismo punto.

2.2.5. Caracterización del sistema reflector-receptor y cálculo de la densidad de flujo

Para caracterizar la aberración hay que partir de la ecuación de densidad de flujo en concentradores esféricos. La Figura 2.9 muestra un rayo colimado de luz que viaja en la dirección dada por el vector \vec{i} interceptando al reflector de orientación dada por el vector \vec{n} en el punto de incidencia O. El rayo reflejado, en la dirección \vec{r} , alcanza la superficie del receptor en el punto D, cuya normal en este punto es la dada por el vector \vec{m} .

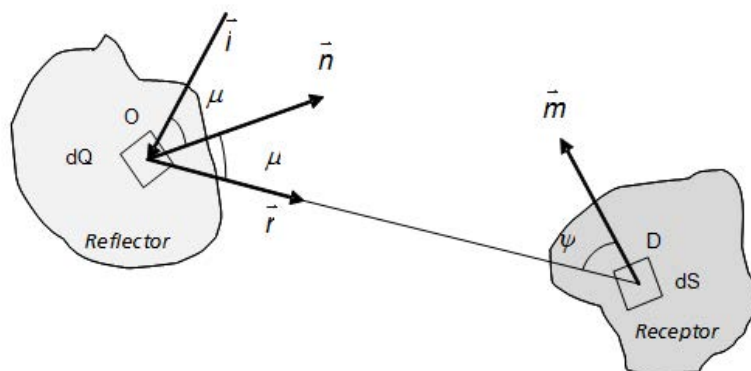


Figura 2.9 Esquema del trazado de rayos desde el reflector hasta el receptor

La densidad de flujo Φ en el punto genérico D del receptor viene dada por: [16]

$$\Phi = \frac{I \rho' \cos\mu \cos\psi}{|a_2 r^2 + a_1 r + a_0|} \quad (2.32)$$

donde I es la irradiancia en el punto O del receptor, ρ' la reflectividad del elemento de superficie dQ y r la distancia entre los puntos O y D.

Los ángulos μ y ψ son los definidos en la Fig. 2.9 y a_0 , a_1 y a_2 son parámetros dados por:

$$a_0 = \cos\mu \quad a_1 = -2(2H\cos^2\mu + K_N \sin^2\mu) \quad a_2 = 4K\cos\mu \quad (2.33)$$

y donde H y K son las curvaturas gaussianas de la superficie de reflexión en el punto O y K_N es la curvatura normal de la línea generada por la intersección del plano de incidencia y la superficie de reflexión en el punto O.

Consideremos ahora una porción del espejo esférico de radio R centrada en el punto C. Al estar su centro desplazado en el eje z con respecto al origen de coordenadas propuesto, su ecuación de superficie queda definida como:

$$x^2 + y^2 + (z-R)^2 = R^2 \quad \rho = x^2 + y^2 \quad z - R = \sqrt{R^2 - \rho^2} \quad (2.34)$$

siendo

$$G(\rho, z) = z - R + \sqrt{R^2 - \rho^2} = 0 \quad (2.35)$$

Dado que la porción de superficie de espejo y la anchura de éste son pequeños en comparación con la superficie total de la esfera de la que forman parte, puede aceptarse que $\rho \ll z$, pudiendo simplificar la ecuación (2.35) que quedaría de la forma:

$$G(\rho, z) = z - \frac{\rho^2 + z^2}{2R} = 0 \rightarrow \rho^2 \gg z^2 \rightarrow G(\rho, z) = z - \frac{\rho^2}{2R} = 0 \quad (2.36)$$

Y por ello la ecuación simplificada de la superficie esférica en coordenadas cartesianas puede expresarse como:

$$G(x, y, z) = z - \frac{(x^2 + y^2)}{2R} = 0 \quad (2.37)$$

Para el caso de concentradores esféricos las curvaturas se definen de la siguiente manera:

$$H = \frac{(g_{xx}b_{yy} + g_{yy}b_{xx})}{2g}; \quad K = \frac{b_{xx}b_{yy}}{g_{xx}g_{yy}}; \quad K_N = \frac{b_{xx}}{g_{xx}}\cos^2\alpha + \frac{b_{yy}}{g_{yy}}\sin^2\alpha; \quad (2.38)$$

donde α es, según el teorema de Euler de la curvatura normal, el ángulo formado por la curva, generada en nuestro caso por la intersección del plano de incidencia y la superficie de reflexión en el punto O, y la dirección principal de curvatura que para una esfera veremos que es $1/R$. El resto de los parámetros vienen dados por⁷:

$$b_{xx} = \bar{n} \cdot \frac{\partial^2 \bar{P}}{\partial x^2}; \quad b_{yy} = \bar{n} \cdot \frac{\partial^2 \bar{P}}{\partial y^2}; \quad g_{xx} = \left| \frac{\partial \bar{P}}{\partial x} \right|^2; \quad g_{yy} = \left| \frac{\partial \bar{P}}{\partial y} \right|^2; \quad g = g_{xx}g_{yy} \quad (2.39)$$

en donde \bar{P} es el vector de posición de un punto de la superficie esférica respecto del origen de coordenadas de nuestro sistema O y \bar{n} es el vector unitario normal a la superficie tangente en dicho punto. Como el foco se encuentra sobre el eje z a una distancia $f=R/2$, entonces:

$$\bar{P}(x, y) = (x, y, \frac{x^2 + y^2}{2R}) \quad (2.40)$$

$$\bar{n} = \left(\frac{\partial G}{\partial x}, \frac{\partial G}{\partial y}, \frac{\partial G}{\partial z} \right) = \left(-\frac{x}{R}, -\frac{y}{R}, 1 \right) \quad (2.41)$$

A partir de aquí se pueden calcular las curvaturas para el caso del concentrador esférico ya que:

⁷ Los subíndices de los parámetros b y g indican doble derivada parcial respecto a x e y

$$\begin{aligned}
b_{xx} &= \vec{n} \cdot \frac{\partial^2 \vec{P}}{\partial x^2} = \left(-\frac{x}{R}, -\frac{y}{R}, 1\right) \cdot \left(0, 0, \frac{1}{R}\right) = \frac{1}{R} \\
b_{yy} &= \vec{n} \cdot \frac{\partial^2 \vec{P}}{\partial y^2} = \left(-\frac{x}{R}, -\frac{y}{R}, 1\right) \cdot \left(0, 0, \frac{1}{R}\right) = \frac{1}{R}
\end{aligned}
\tag{2.42}$$

$$\begin{aligned}
g_{xx} &= \left| \frac{\partial \vec{P}}{\partial x} \right|^2 = \left| \left(1, 0, \frac{x}{R}\right) \right|^2 = 1 + \left(\frac{x}{R}\right)^2 \\
g_{yy} &= \left| \frac{\partial \vec{P}}{\partial y} \right|^2 = \left| \left(1, 0, \frac{y}{R}\right) \right|^2 = 1 + \left(\frac{y}{R}\right)^2
\end{aligned}
\tag{2.43}$$

Y dado que $x/R \ll 1$ e $y/R \ll 1$, se tiene:

$$H = \frac{\left(1 + \left(\frac{x}{R}\right)^2\right) \cdot \frac{1}{R} + \left(1 + \left(\frac{y}{R}\right)^2\right) \cdot \frac{1}{R}}{2 \left(1 + \frac{x^2}{R^2}\right) \left(1 + \frac{y^2}{R^2}\right)} \cong \frac{1}{R}
\tag{2.44}$$

$$K = \frac{\frac{1}{R} \cdot \frac{1}{R}}{\left(1 + \left(\frac{x}{R}\right)^2\right) \cdot \left(1 + \left(\frac{y}{R}\right)^2\right)} \cong \frac{1}{R^2}
\tag{2.45}$$

$$K_N \cong \frac{1}{R} \cos^2 \alpha + \frac{1}{R} \sin^2 \alpha = \frac{1}{R}
\tag{2.46}$$

A partir de los valores de las curvaturas (Ec. 2.33) obtenemos:

$$\begin{aligned}
a_0 &= \cos \mu \\
a_1 &= -2 \left(2 \frac{1}{R} \cos^2 \mu + \frac{1}{R} \sin^2 \mu \right) = -2 \frac{1}{R} (\cos^2 \mu + \cos^2 \mu + \sin^2 \mu) = -2 \frac{1}{R} (\cos^2 \mu + 1) \\
a_2 &= 4 \frac{1}{R^2} \cos \mu
\end{aligned}
\tag{2.47}$$

Y sustituyendo estos parámetros en la ecuación del flujo tenemos:

$$\Phi = \frac{I\rho \cos \mu \cos \psi}{\left| 4 \frac{1}{R^2} \cos \mu r^2 + -2 \frac{1}{R} (\cos^2 \mu + 1)r + \cos \mu \right|} = \frac{I\rho \cos \mu \cos \psi}{\left| \frac{1}{f^2} \cos \mu r^2 + -\frac{1}{f} \cos^2 \mu r + -\frac{1}{f} r + \cos \mu \right|};$$

$$\Phi = \frac{I\rho \cos \psi}{\left| \frac{1}{f^2} r^2 + -\frac{1}{f} \cos \mu r + -\frac{1}{f \cos \mu} r + 1 \right|} = \frac{I\rho \cos \psi}{\left| \frac{r^2}{f^2} + -\frac{1}{f} \cos \mu r + -\frac{r}{f \cos \mu} + 1 \right|} \quad (2.48)$$

donde, como ya se ha dicho, r es la distancia entre los puntos O y D (Fig. 2.9).

Finalmente, la ecuación de densidad de flujo para el caso de una superficie de concentración esférica nos viene dada por la ecuación:

$$\Phi = \frac{I\rho \cos \psi}{\left| \left(\frac{r}{f} - \cos \mu \right) \cdot \left(\frac{r}{f} - \sec \mu \right) \right|} \quad (2.49)$$

El denominador de esta ecuación se anula cuando se cumple:

$$r = f \cos \mu \quad \text{o} \quad r = f \sec \mu \quad (2.50)$$

lo que da lugar a un flujo infinito, por lo que la expresión de la densidad de flujo se debe expresar de la forma:

$$\Phi = \frac{I\rho' \cos \mu \cos \psi}{\left| a_2 r^2 + a_1 r + a_0 \right|} \quad (2.51)$$

Cuando el ángulo de incidencia es nulo ($\mu = 0$) se tiene $r = f$ (ver Ec. 2.50), lo que corresponde a la situación ideal y óptima en la que los rayos inciden paralelos al eje de revolución del sistema y son por ello reflejados todos hacia el punto focal.

En el caso de que $\mu \neq 0$, los rayos no inciden paralelos al eje de revolución y se produce la aberración esférica astigmática, situación en la que la distancia a la línea focal tangencial, representada más adelante en la Fig. 2.12, es $r = f \cos \mu$ y la distancia a la línea focal sagital (Fig. 2.12) $r = f \sec \mu$.

2.2.6. Astigmatismo aplicado a los espejos del sistema concentrador

I. Obtención de la distancia focal tangencial

Analicemos el caso en el que un conjunto de rayos paralelos inciden sobre el reflector esférico en el plano y - z incluyendo aquellos casos en los que un rayo colimado de luz incide en la zona más externa del reflector. En la Fig. 2.10.a se muestra la reflexión de dos de estos rayos, uno que incide en el centro geométrico del espejo "O", y el otro a una distancia δ de éste, punto "E". Dado que en el caso de los heliostatos bajo estudio el punto más alejado del centro del espejo se encuentra a una distancia mucho menor que el radio de curvatura R , $\delta < \delta_{max} < R$, y por ello puede despreciarse la curvatura. Esta misma condición expuesta puede expresarse por $\delta/f \rightarrow 0$. En estas condiciones, la superficie curva (Fig. 2.10.a) se puede considerar como una superficie plana (Fig. 2.10.b).

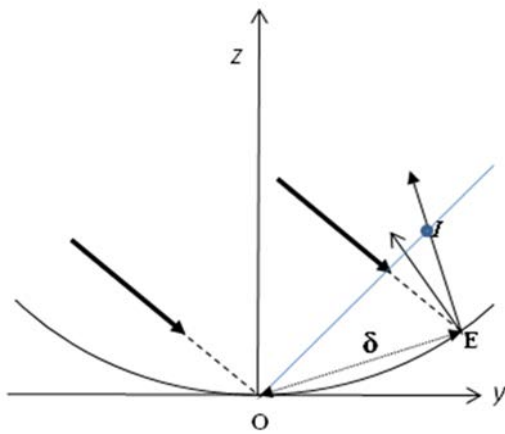


Figura 2.10.a caso tangencial

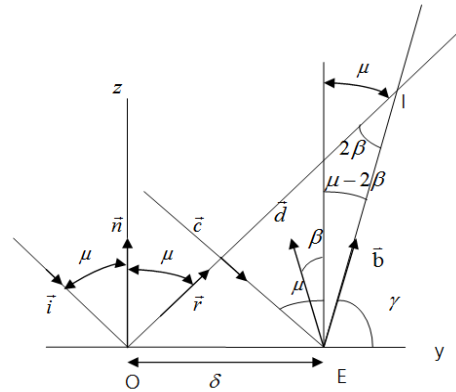


Figura 2.10.b caso tangencial

En la Fig. 2.10.b, el rayo reflejado en E , según la dirección \vec{b} , forma con la normal al espejo en dicho punto, \vec{d} , un ángulo igual al de incidencia $(\mu - \beta)$, por lo que, en base a la geometría, el rayo incidente en el origen y el incidente en E se cruzan formando un ángulo igual a 2β .

Para calcular la distancia OI entre el origen del reflector y el punto de intersección I de los rayos \vec{r} y $\vec{b} = (b_x, b_y, b_z)$ emplearemos las relaciones de semejanza (teorema del seno):

$$\frac{\delta}{\text{sen}(2\beta)} = \frac{r}{\text{sen}\left(\frac{\pi}{2} + \mu - 2\beta\right)} = \frac{r}{\cos(\mu - 2\beta)} \quad (2.52)$$

Puesto que la normal a la superficie especular en el punto E dada por el vector $\vec{d} = (d_x, d_y, d_z) = (0, -\delta/R, 1)$ y β es un ángulo muy pequeño podemos expresar este ángulo como $\beta = \delta/R$ y por tanto $2\beta = 2\delta/R = \delta/f$. Finalmente, para δ pequeñas⁸ resulta:

$$r = \frac{\delta \cos(\mu - 2\beta)}{\text{sen}(2\beta)} \cong \frac{\delta \cos(\mu)}{2\beta} = \frac{\delta \cos(\mu)}{\frac{\delta}{f}} \rightarrow r = f \cos \mu \quad (2.53)$$

Las coordenadas del vector de dirección del rayo reflejado en E, $\vec{b} = (b_x, b_y, b_z)$ son:

$$\begin{bmatrix} b_x \\ b_y \\ b_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2d_x^2 - 1 & 2d_x d_y & 2d_x d_z \\ 2d_y d_x & 2d_y^2 - 1 & 2d_y d_z \\ 2d_z d_x & 2d_z d_y & 2d_z^2 - 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} c_x \\ c_y \\ c_z \end{bmatrix} \quad (2.54)$$

siendo $\vec{c} = (c_x, c_y, c_z)$ el vector de dirección del rayo incidente en E. Por tanto, si $\delta \ll R$, y teniendo en cuenta que $c = (0, -\text{sen} \mu, \cos \mu)$, se tiene:

⁸ Para los heliostatos objeto de estudio, el máximo valor que podemos considerar para δ es la anchura de nuestro heliostato, muy pequeño frente al radio de curvatura de éste que es dos veces la distancia del centro de cada heliostato al punto de enfoque, nos encontramos con relaciones δ/R de 0.02.

$$\begin{bmatrix} b_x \\ b_y \\ b_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & -2\frac{\delta}{R} \\ 0 & -2\frac{\delta}{R} & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ -\sin\mu \\ \cos\mu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \sin\mu - 2\frac{\delta}{R}\cos\mu \\ 2\frac{\delta}{R}\sin\mu + \cos\mu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \sin\mu - \frac{\delta}{f}\cos\mu \\ \frac{\delta}{f}\sin\mu + \cos\mu \end{bmatrix} \quad (2.55)$$

Como se puede observar en la Fig. 2.10.b la tangente del ángulo γ se puede expresar como:

$$\tan\gamma = \frac{b_z}{b_y} = \frac{\frac{\delta}{f}\sin\mu + \cos\mu}{\sin\mu - \frac{\delta}{f}\cos\mu} \quad (2.56)$$

Cuando $\frac{\delta}{f} \rightarrow 0$ entonces

$$\tan\gamma = \cot\mu \quad (2.57)$$

La variación del ángulo γ viene dada por:

$$d\gamma = \frac{d\delta}{f} \frac{\cos^2\gamma}{(\sin\mu - \frac{\delta}{f}\cos\mu)^2} \quad (2.58)$$

Cuando $\frac{\delta}{f} \ll 1$ el cambio en γ para $\Delta\delta = \delta$ es:

$$\Delta\gamma = \frac{\delta \cos^2\gamma}{f \sin^2\mu} = \frac{\delta}{f} \quad (2.59)$$

Cuanto mayor sea el valor de δ mayor será $\Delta\gamma$, lo que afecta al punto de intersección del rayo \vec{b} reflejado con el receptor, y a la desviación de éste respecto del punto de enfoque.

Obtención de la distancia focal sagital

Para estudiar este caso consideraremos el esquema de la Fig. 2.11 en el que se consideran dos rayos, uno incidente sobre el origen del reflector \vec{i} y otro a una distancia $x = \delta$ del origen que llamaremos \vec{c}' . La intersección de estos dos

rayos (punto I') ocurre en el plano y-z ya que el primer rayo de dirección \vec{i} y la normal a la superficie en el origen O se encuentran en este plano.

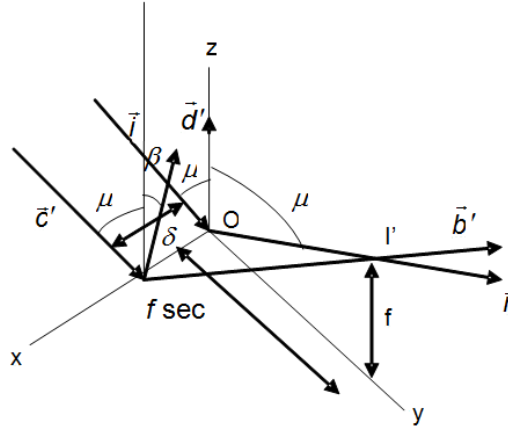


Figura 2.11 Caso sagital

La normal a la superficie en el punto $(\delta, 0, 0)$ viene dada por el vector $\vec{d}' = (d'_x, d'_y, d'_z) = (-\delta/R, 0, 1)$.

La ecuación de reflexión del rayo incidente en el centro viene dada por:

$$\begin{bmatrix} b'_x \\ b'_y \\ b'_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -2\frac{\delta}{R} \\ 0 & -1 & 0 \\ -2\frac{\delta}{R} & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ -\sin\mu \\ \cos\mu \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -2\frac{\delta}{R}\cos\mu \\ \sin\mu \\ \cos\mu \end{bmatrix} \quad (2.60)$$

El rayo \vec{c}' intercepta al plano y-z cuando la coordenada en x del vector reflejado \vec{b}' normalizado vale $b'_x = -\delta$. Las otras componentes de esta normalización son:

$$\begin{aligned} b'_y &= f \tan\mu \\ b'_z &= f \end{aligned} \rightarrow \frac{b'_z}{b'_y} = \cot\mu \quad (2.61)$$

Los dos rayos reflejados se interceptan en el punto $I' (0, f \tan\mu, f)$ y la distancia a este punto viene dada por:

$$r = \sqrt{f^2 \tan^2 \mu + f^2} = f \sqrt{\tan^2 \mu + 1} = f \sec \mu \quad (2.62)$$

En el esquema de la Fig. 2.12 se puede apreciar el abanico de rayos reflejados tangenciales y sagitales y las correspondientes líneas focales, línea focal tangencial y línea focal sagital para el caso de un reflector esférico que a continuación explicamos [18].

Siguiendo el sistema de coordenadas de la Fig.2.2 en el que la normal al espejo se hace coincidir con el eje z, y el eje y se encuentra orientado hacia el zenit, existe un plano que contiene al eje xy denominado plano tangencial, y otro plano perpendicular a éste, denominado plano sagital, y que contiene a los ejes xz, tanto para el caso de los rayos incidentes como para los rayos reflejados.

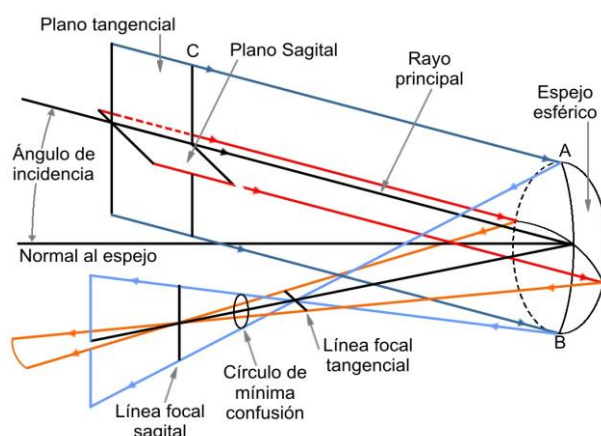


Figura 2.12 Plano focal tangencial y sagital

El conjunto de rayos sagitales y tangenciales reflejados tiene focos distintos lo que origina el llamado efecto de astigmatismo.

El conjunto de rayos sagitales, tiene su foco en un punto denominado foco sagital. La imagen del espejo formada por los rayos sagitales reflejados degenera en el foco sagital en una línea perpendicular a dicho plano y que se denomina línea focal sagital. El conjunto de rayos tangenciales, tiene su foco en un punto denominado foco tangencial, y la imagen del espejo formada por los rayos tangenciales reflejados degenera en el foco tangencial en una línea perpendicular a dicho plano y que se denomina línea focal tangencial.

En el caso de que $\mu \neq 0$, los rayos inciden fuera de la dirección del eje de simetría y se produce además la aberración esférica astigmática, situación en la que la distancia a la línea focal tangencial es $r = f \cos \mu$ y la distancia a la línea focal sagital $r = f \sec \mu$. Entre ambas líneas focales existe un plano en que la imagen puntual del objeto es circular, y que recibe el nombre de círculo de mínima confusión o de mayor calidad de la imagen.

II. Determinación de la distancia óptima D desde el concentrador al receptor

Con objeto de reducir al máximo los errores debidos a la óptica del campo de heliostatos, es conveniente determinar la distancia óptima, D, entre el concentrador y el receptor para unas condiciones de operación dadas, inclinación del heliostato y anchura del mismo (W). Esto haría que el sistema trabajara con la máxima eficiencia óptica y, por tanto, energética.

El esquema superior de la Fig. 2.12 muestra un conjunto de rayos tangenciales resultado de la incidencia con un ángulo $\mu \neq 0$ de un haz de luz colimado⁹ y en la parte inferior de la figura los rayos sagitales. En este último caso sólo los rayos reflejados se encuentran en el plano del papel.

La distancia apropiada, D, en la mayoría de las aplicaciones es aquella en la que la altura de la imagen en el plano tangencial h_1 es la misma que la anchura de la imagen en el plano sagital h_2 . Esto supone colocar la apertura del receptor en lo que hemos llamado círculo de mínima confusión.

⁹ Se puede considerar que los rayos solares constituyen un haz colimado dada la enorme distancia entre el Sol y la superficie terrestre.

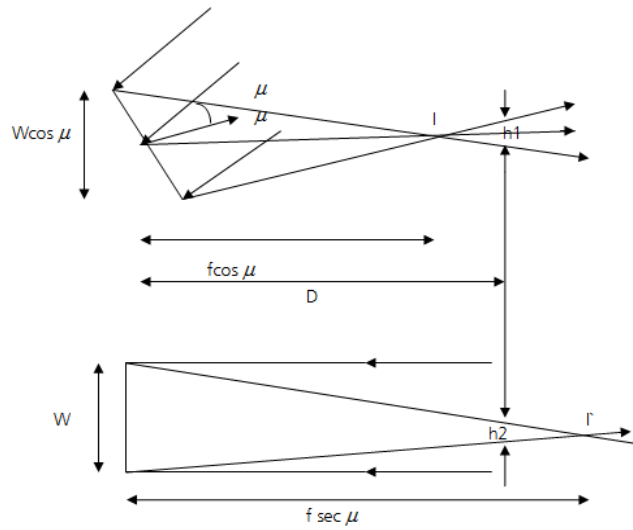


Figura 2.13 Distancia apropiada a la apertura de un receptor

De la geometría de la Fig. 2.13 se deduce que:

$$\frac{W \cos \mu}{f \cos \mu} = \frac{h_1}{D - f \cos \mu} \xrightarrow{W \ll D} h_1 = \frac{W}{f} (D - f \cos \mu) \quad (2.63)$$

$$\frac{h_2}{f \sec \mu - D} = \frac{W}{f \sec \mu} \rightarrow h_2 = W \left(1 - \frac{D}{f \sec \mu} \right) = \frac{W}{f} (f - D \cos \mu) \quad (2.64)$$

Si imponemos la condición óptima $h_1 = h_2$ se concluye que:

$$\begin{aligned} \frac{W}{f} (D - f \cos \mu) &= \frac{W}{f} (f - D \cos \mu) \rightarrow D + D \cos \mu = f + f \cos \mu \rightarrow \\ \rightarrow D(1 + \cos \mu) &= f(1 + \cos \mu) \quad \Rightarrow \quad D = f \end{aligned} \quad (2.65)$$

Esta relación debe ser modificada para la irradiación que no esté perfectamente colimada. La altura de la imagen solar a la distancia focal en el plano tangencial viene dada por:

$$H_1 = h_1 + \beta D = \frac{W}{f} (D - f \cos \mu + \beta D) \quad (2.66)$$

donde β es el ángulo subtendido por los rayos solares.

La anchura de la imagen solar a la distancia focal en el plano sagital viene dada por:

$$H_2 = h_2 + \beta D = \frac{W}{f}(f - D \cos \mu + \beta D) \quad (2.67)$$

Cuando $D=f$ se cumple:

$$H_1 = H_2 = 2W \sin^2\left(\frac{\mu}{2}\right) + \beta D \quad (2.68)$$

Estas ecuaciones pueden ser usadas para calcular de la manera más aproximada posible el tamaño de la imagen resultante cuando tomamos W como el diámetro de la faceta, o diámetro promedio, o bien cuando W se refiera al diámetro promedio del heliostato entero.

La aberración depende por tanto del ángulo de incidencia μ , del tamaño del heliostato a través del diámetro de éste, W , y de la distancia D entre el espejo (heliostato) y el objetivo (receptor).

2.3. Conclusiones

Como consecuencia de los errores ópticos analizados para los heliostatos, así como de los efectos de aberración astigmática cuyos principales efectos son un incremento considerable del tamaño de la imagen del Sol en el objetivo (receptor de la torre), las plantas solares termoeléctricas de torre, sufren un efecto denominado **desbordamiento o “spillage”**, es decir, pérdidas por los rayos que no llegan al receptor y una reducción de la densidad de flujo medio y máximo en éste. En consecuencia, la eficiencia del conjunto campo-receptor disminuye.

Hay que tener además en consideración que el hecho de que los rayos solares incidan con ángulo μ sobre la superficie del heliostato, hace que el área de superficie reflectante efectiva disminuya, es lo que se denomina **efecto coseno**, siendo por tanto el área efectiva del heliostato igual al área de superficie real por el coseno del ángulo de incidencia de la irradiación solar, denominado en este estudio como μ .

Capítulo 3. Proceso de simulación: condiciones y aproximaciones

3.1. Introducción

La finalidad de este capítulo es presentar el proceso de simulación empleado durante este trabajo y explicar las condiciones en las que se van a realizar las diferentes simulaciones y las aproximaciones consideradas durante éstas.

3.2. Descripción programa de simulación

Con el fin de analizar los efectos del concentrador sobre nuestro receptor se ha utilizado un proceso de simulación basado en el entorno de Matlab, para lo cual se ha modificado un conjunto de programas con los que ya se contaba para que éstos fueran de utilidad a fin de conseguir nuestros objetivos y se ha elaborado una serie de subrutinas para la realización de los cálculos deseados.

3.2.1. Parámetros de entrada

Los parámetros utilizados durante el proceso de simulación, y que se utilizan como variables de entrada en nuestro programa recogen información relativa a los heliostatos y al punto de enfoque. Estos parámetros son:

I. Relativos al heliostato

- Número del heliostato: los heliostatos están numerados desde 1 hasta N, siendo N el número entero correspondiente al último de la serie.
- Posición del heliostato: viene dada por las coordenadas X, Y y Z de la posición del eje de giro del heliostato, siendo Z la altura del pedestal del heliostato.
- Radio de curvatura: R_{curv} se calcula a partir de la distancia del heliostato al punto de enfoque (ver siguiente definición), de manera que todos los heliostatos que se encuentran a la misma distancia del punto de enfoque cuentan con el mismo radio de curvatura.

- Punto de enfoque (“aiming point”): (X_p, Y_p, Z_p) viene dado por las coordenadas del lugar de enfoque situado en lo alto de la torre, donde se ubica la superficie receptora.
- Anchura: W dimensión del heliostato en el eje x .
- Altura: h dimensión del heliostato en el eje z .
- Parámetro de activación: 1 cuando el heliostato se considera activo, es decir enfocado a la torre, y 0 para un heliostato inactivo, esto es sin estar enfocado sobre la torre (posición de abatimiento o descanso).

II. Relativos a las variables temporales y la irradiancia solar

- Día: corresponde al día juliano en el que queremos realizar nuestros cálculos.
- Hora solar: aquella en la que se va a realizar la simulación.
- Irradiancia normal directa (DNI): potencia incidente por unidad de superficie en la dirección normal a ésta, medida en W/m^2 , para cada día del año y cada hora del día.

III. Relativos a la ubicación, características de la torre y configuración del heliostato

- Hemisferio: el parámetro será 1 para el hemisferio Norte y 0 para el hemisferio Sur.
- Latitud: la del lugar donde se sitúa la planta de generación de energía que se va a simular. Es una variable que en nuestro caso consideraremos fija, y se corresponde a 37.43° N, donde se sitúan las plantas solares que se van a evaluar.
- Inclinación del receptor: ángulo que forma cada uno de los planos del receptor en lo alto de la torre con la vertical.
- Radio de la torre: el correspondiente a dicha torre, considerando ésta cilíndrica.
- Altura óptica de la torre: THT distancia entre el punto de pivote o giro de los heliostatos y el punto de enfoque de éstos sobre la torre.
- Número de divisiones del heliostato en el eje x : equivale al número de facetas del heliostato en el eje x (anchura del heliostato).

- Número de divisiones del heliostato en el eje z: equivale al número de facetas del heliostato en el eje z (altura del heliostato).
- Numero de divisiones dentro de cada faceta en el eje x: equivale al número de divisiones de dicha faceta en el eje x, entendiendo éstas como las unidades de un mallado que permite establecer los puntos de reflexión de los rayos solares sobre el heliostato.
- Numero de divisiones dentro de cada faceta en el eje y: equivale al número de divisiones de dicha faceta en el eje y, entendiendo éstas como las unidades de un mallado que permite establecer los puntos de reflexión de los rayos solares sobre el heliostato.
- Reflectividad de los espejos: parámetro constante que supone el porcentaje de irradiación reflejada por los espejos.
- Densidad de superficie especular: parámetro que informa sobre el porcentaje de superficie espejada del heliostato.
- Error de la forma del Sol o “sunshape”: desviación típica de la dispersión de la forma del Sol, explicado en el capítulo anterior. Se utiliza un valor de 3 mrad.
- Número de vecinos: número de heliostatos adyacentes al estudiado. Se utiliza para calcular sombras y bloqueos.
- Curvatura de las facetas: permite establecer la forma de las mismas, pudiendo ser esférica, cilíndrica (eje x/eje y), o plana.
- Canteo: se denomina canteo del heliostato a la orientación de las facetas que lo conforman. El proceso permite simular un canteo de manera que todas las facetas estén orientadas de tal forma que conforman una superficie esférica, parabólica o plana.

IV. Relativos al receptor, que se considera dividido en n planos

- Nombre del plano: nos permite diferenciar entre los distintos planos del receptor.
- Altura del receptor para cada plano de éste.
- Anchura del receptor para cada plano de éste.
- Número de divisiones de cada plano del receptor en anchura.
- Numero de divisiones de cada plano del receptor en altura.

- Coseno director de cada plano: vector perpendicular a la superficie de cada plano del receptor que nos define su orientación e inclinación.
- Punto central de cada plano: nos define el punto central de cada plano del receptor definiendo junto con su coseno directo un plano único.

V. Relativos a la atenuación atmosférica

- Coeficientes de atenuación atmosférica: se tiene en consideración las perdidas por transmisividad atmosférica debido a la distancia que los rayos reflejados deben recorrer hasta alcanzar el receptor; para ello se utiliza una ecuación de pérdidas atmosféricas en función de la distancia, cuyos coeficientes dependen del lugar de simulación.

3.2.2. Parámetros de salida

El proceso de simulación nos facilita varios archivos en formato TXT y EXCEL que contienen la siguiente información:

- Mapa de flujo: muestra el desarrollo de la simulación en cada instante de tiempo, incluyendo el día y hora de la simulación así como el valor de la irradiancia (DNI). El proceso se realiza para todos los paneles en el orden que se colocaron sus entradas, de manera que su conjunto da como resultado el mapa de densidad de flujo en kW/m^2 sobre la totalidad del receptor.
- Óptica de la simulación: se obtiene para cada instante (día, hora y DNI), y proporciona un resumen de los datos ópticos de cada heliostato incluyendo el factor de sombras, factor de bloqueos, efecto coseno y potencia reflejada. El factor coseno se obtiene realizando la media del efecto coseno calculado en tantos puntos como divisiones de mallado han sido consideradas para cada heliostato.
- Rayos solares: recoge para cada instante (día, hora y DNI) el vector del rayo incidente del Sol, siendo éste el mismo para todos los puntos del mallado del heliostato, y el azimut y elevación del Sol en cada uno de los instantes. Asimismo, recoge los vectores normales al heliostato en cada punto del mallado y los vectores de los rayos reflejados en cada punto del heliostato.

3.3. Problemática del mallado del heliostato

Uno de los principales problemas con los que nos enfrentamos a la hora de iniciar las simulaciones es establecer el mallado óptimo para el proceso de simulación, de manera que el número de elementos sea lo suficientemente pequeño para poder llevar a cabo las simulaciones en tiempo razonable, y al mismo tiempo lo suficientemente grande como para representar de la forma más precisa posible la geometría del heliostato incluyendo el facetado.

En el caso que nos ocupa, los heliostatos de las plantas que van a ser simulados están divididos en 28 facetas, por lo que se ha elegido un mallado de 4x7 que represente lo más fielmente la geometría del heliostato. Por otra parte, puesto que las facetas de los heliostatos pueden ser planas o curvas (esféricas), es necesario un mallado que nos permita apreciar la diferencia de geometría.

Dado que, cuanto mayor es el mallado del heliostato mayor la similitud con la realidad y mayor el tiempo de simulación, se va a realizar un estudio previo, de manera que seamos capaces de determinar el tamaño mínimo de malla que debemos emplear para obtener nuestro objetivo de diferenciar facetas planas de esféricas, manteniendo un compromiso razonable entre el ajuste a la geometría del heliostato y los tiempos de simulación. Para ello, se va a llevar a cabo la simulación de varios heliostatos situados en diferentes posiciones del campo de la planta, estudiando el resultado del mapa de flujo para facetas esféricas y facetas planas. El tipo de mallado utilizado es el siguiente $A \times B \times C \times D$, donde A y B representan el número de facetas del heliostato según el eje Y y el eje X, respectivamente, y C y D el número de divisiones de cada faceta (puntos de incidencia de los rayos) según los ejes Y y X, respectivamente.

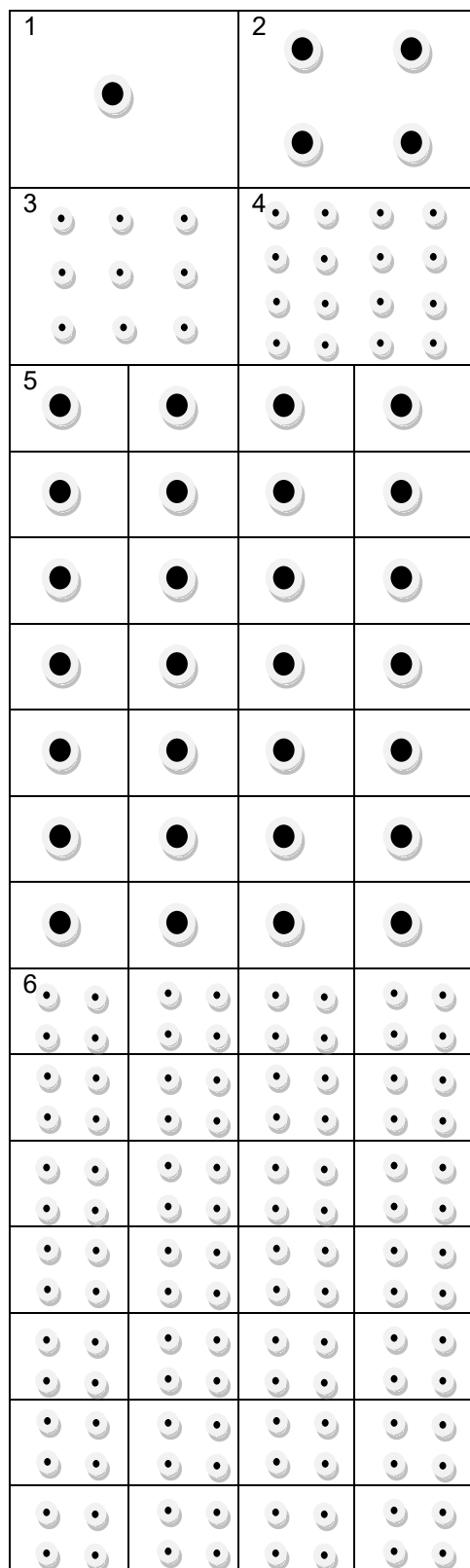


Figura 3.1 Ejemplo de esquemas del facetado de un heliostato con los puntos de incidencia donde (1) corresponde a un mallado $1 \times 1 \times 1$, (2) a un mallado $1 \times 1 \times 2 \times 2$, (3) a un mallado $1 \times 1 \times 3 \times 3$ y (4) a un mallado $1 \times 1 \times 4 \times 4$, (5) un mallado $4 \times 7 \times 1 \times 1$ (6) un mallado $4 \times 7 \times 2 \times 2$

El esquema de la Figura 3.1 nos muestra los distintos tipos de mallado utilizados.

En dicho esquema se pueden ver las diferentes configuraciones adoptadas, con un único punto de incidencia sobre un heliostato de una sola faceta con mallado simple, (un solo punto en una sola faceta correspondiente al mallado $1 \times 1 \times 1$ representado en (1)) o múltiple (varios puntos en una sola faceta correspondiente a los mallados $1 \times 1 \times 2 \times 2$ representado en (2) $1 \times 1 \times 3 \times 3$ representado en (3) y $1 \times 1 \times 4 \times 4$ representado en (4)), igualmente sobre facetas múltiples con mallado simple (varias facetas, en este caso 28, con un punto por cada faceta, mallado $4 \times 7 \times 1 \times 1$ representado en (5)) o con mallado múltiple (varias facetas, en este caso 28, con varios puntos por cada faceta, mallado $4 \times 7 \times 2 \times 2$ representado en (6)).

Los mallados utilizados han sido:

Mallado $1 \times 1 \times 1 \times 1$: heliostato de una sola faceta, con un punto único de incidencia de la irradiancia solar. En este caso, la simulación no permite diferenciar entre facetas planas y esféricas.

Mallado $1 \times 1 \times 2 \times 2$: heliostato de una sola faceta, con cuatro puntos de incidencia sobre el heliostato, simétricamente distribuidos.

Mallado $1 \times 1 \times 3 \times 3$: heliostato de una sola faceta, con nueve puntos de incidencia sobre el heliostato.

Mallado $1 \times 1 \times 4 \times 4$: heliostato de una sola faceta, con dieciséis puntos de incidencia sobre el heliostato.

Mallado $1 \times 1 \times 5 \times 5$: heliostato de una sola faceta, con veinticinco puntos de incidencia sobre el heliostato.

Mallado $4 \times 7 \times 1 \times 1$: heliostato de veintiocho facetas, con un solo punto de incidencia sobre cada faceta del heliostato. En este caso la simulación no nos permite diferenciar entre facetas esféricas y planas.

Mallado 4x7x2x2: heliostato de veintiocho facetas, con cuatro puntos de incidencia sobre cada faceta del heliostato.

Mallado 4x7x5x5: heliostato de veintiocho facetas, simulando veinticinco puntos de incidencia sobre cada faceta del heliostato.

Mallado 4x7x20x20: heliostato de veintiocho facetas, simulando cuatrocientos puntos de incidencia sobre cada faceta del heliostato.

Tras observar el comportamiento del mallado para heliostatos de una sola faceta, y previendo que un mallado 2x2 por faceta sería suficiente, para heliostatos con 4x7 facetas, se ha evitado simular los casos (4x7x3x3) y (4x7x4x4) pasando a simular el mallado (4x7x5x5) para ver la diferencia de los parámetros de interés directamente con respecto a este mallado. Para corroborar además la elección del mallado, se ha simulado un caso de mallado excepcionalmente elevado (4x7x20x20) que como veremos más adelante confirmará nuestra elección al no separarse mucho del caso (4x7x5x5).

Se seleccionan heliostatos reales situados sobre el eje del campo, siendo el heliostato 1 el más cercano a la torre, y el heliostato 8 el más alejado. Dado que entre dos heliostatos consecutivos existe una distancia considerable, se procederá a situar “heliostatos ficticios” en posiciones intermedias con objeto de mejorar el proceso de simulación y verificar el comportamiento de una manera más fiable y adecuada.

Los heliostatos a evaluar serán caracterizados por sus coordenadas cartesianas (X,Y,Z) de posición, donde su coordenada Z será la correspondiente a la altura del pedestal del heliostato, por las coordenadas del punto de enfoque (X_p, Y_p, Z_p) sobre el receptor que en nuestro caso de estudio es único para todos los heliostatos, por su radio de curvatura (R_{curv}), y por su altura (h) y anchura (W).

En la Figura 3.2 podemos ver a modo de ejemplo tres heliostatos de coordenadas (X_1, Y_1, Z_1) , (X_2, Y_2, Z_2) y (X_3, Y_3, Z_3) , con respecto al centro de coordenadas, situado en el centro de la torre en el suelo, representado por O' en dicha figura.

El punto de enfoque (*Aiming point*) viene representado con las coordenadas (X_p, Y_p, Z_p) en lo alto de la torre. También podemos observar, la altura (h) y anchura (W) de los heliostatos, representadas sobre el heliostato 3, y la anchura (w) y altura (L) del plano de la cavidad sobre el que se proyecta la mancha solar (*Sun spot*).

La focal del heliostato es también señalada en la siguiente figura, siendo ésta igual a la longitud de la recta que une el centro del heliostato con el punto de enfoque, siendo por tanto el radio de curvatura de un heliostato canteado esféricamente, igual a dos veces la focal.

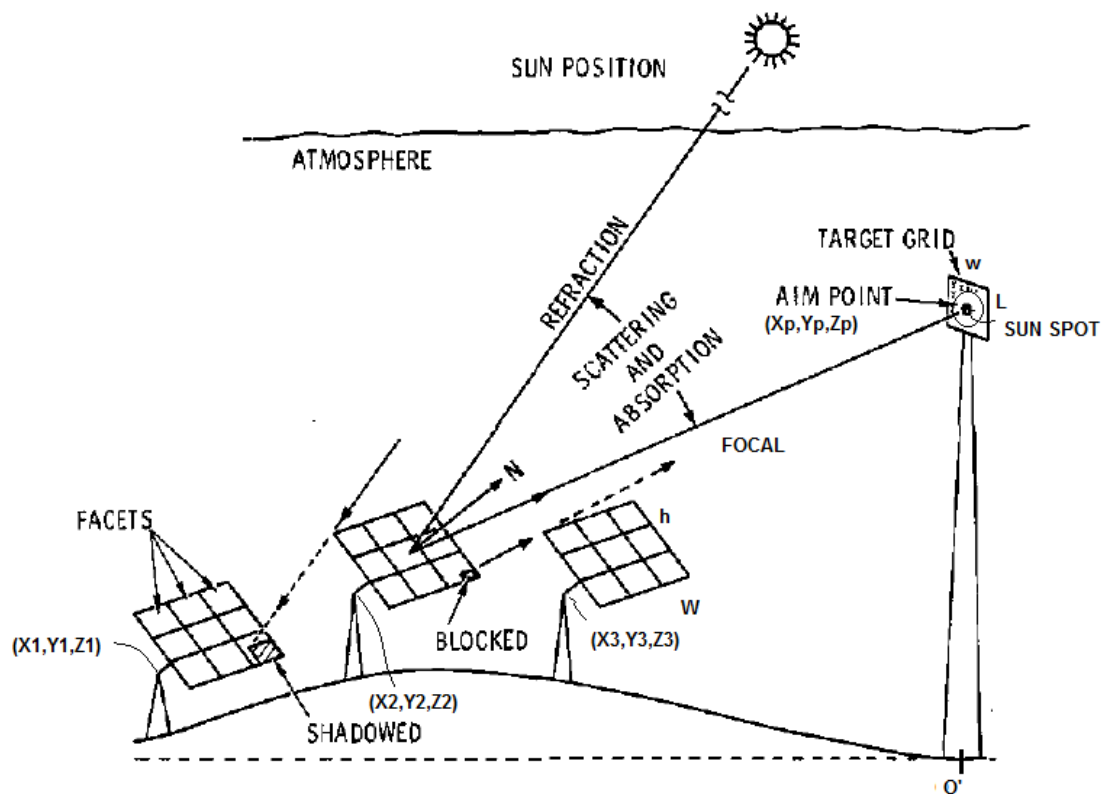


Figura 3.2 Esquema de sistemas de coordenadas del heliostato y la torre

La mancha del heliostato, o imagen especular, se calcula sobre un plano vertical a la entrada del receptor (ventana de la cavidad) de tamaño $L \times w$, para el día juliano 81, a mediodía solar, (12.00 HS), con un nivel de irradiancia (DNI) correspondiente a ese día y hora, en el lugar del emplazamiento.

Como resultado de la simulación se obtiene el mapa de flujo sobre dicho plano, y se calcula el área de las manchas solares proyectadas, con el fin de obtener finalmente la concentración del heliostato C. Dicha concentración se obtendrá dividiendo el área del heliostato entre el área de la mancha solar.

A continuación se describe el proceso de simulación para los dos tipos de geometría facetada, esférica y plana.

3.4. Heliostatos de facetas esféricas

En este apartado se muestra un ejemplo de los resultados obtenidos a partir del proceso de simulación anteriormente descrito; estos resultados recogen tanto la concentración calculada, como la densidad de potencia pico (P_{pico} en kW/m^2) que es la potencia máxima sobre la mancha solar, la densidad de potencia media (P_{media} en kW/m^2) calculada como el promedio de los distintos valores de la densidad de potencia, la anchura (Delta Hor en metros) y altura (Delta Ver en metros) de la mancha solar, el Área de la misma, calculada como Delta Hor x Delta Ver y el flujo medio (F_{medio} en kW/m^2) que se define como la potencia total entre el área de la mancha solar.

En el estudio que se muestra a continuación se han incluido tanto heliostatos reales (heliostatos 2,3,4,5,6,7,8), como heliostatos virtuales o ficticios (heliostatos 1,2.a,2.b,2.c,2.d,3.a,3.b,3.c,3.d), de acuerdo al criterio antes mencionado de mejorar la información obtenida sobre el comportamiento del sistema, así como de ajustar los resultados del estudio a dicho comportamiento de la manera más precisa posible.

Los heliostatos reales seleccionados, son heliostatos del campo de la planta PS10 que se encuentran enfrentados a la torre, es decir, de coordenadas (X,0,Z). Los heliostatos ficticios han sido creados para situarse o bien más cerca de la torre que el primer heliostato real de PS10 (heliostato 1 ficticio), o bien entre heliostatos reales muy cercanos a la torre (heliostatos 2,3 y 4), de manera que pudiera observarse en más detalle, el comportamiento de los heliostatos más cercanos (distancias menores a la torre).

En la Figura 3.3 podemos ver representados, en el campo de heliostatos PS10 los heliostatos 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8 objeto de estudio. Las coordenadas de los heliostatos ficticios 1, 2.a,b,c,d y 3.a,b,c,d vienen dadas en la Tabla 3.1.

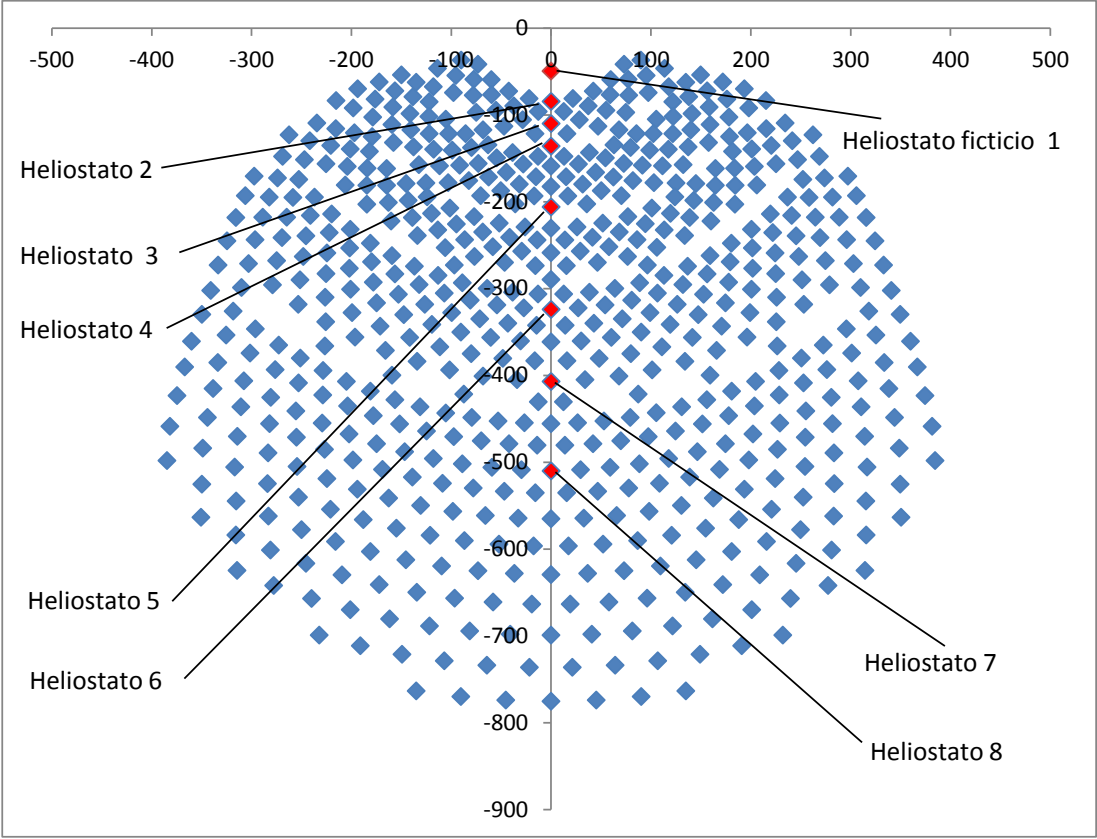


Figura 3.3 Heliostatos 1,2,3,4,5,6,7 y 8 objeto de estudio

Tabla 3.1 Coordenadas de los heliostatos ficticios 1, 2.a,2.b,2.c,2.d y 3.a,3.b,3.c y 3.d

	X	Y
Heliostato ficticio 1	0	-50
Heliostato ficticio 2.a	0	-90
Heliostato ficticio 2.b	0	-95
Heliostato ficticio 2.c	0	-100
Heliostato ficticio 2.d	0	-105
Heliostato ficticio 3.a	0	-115
Heliostato ficticio 3.b	0	-120
Heliostato ficticio 3.c	0	-125
Heliostato ficticio 3.d	0	-130

Los mapas de flujo de los heliostatos 1,2,3,4,5,6,7 y 8 sobre el plano diana se incluyen en el anexo B.

En la Tabla 3.2 que se presenta en las siguientes páginas, se presentan los resultados de la simulación para heliostatos seleccionados con facetas esféricas. Analizaremos dos casos, el Caso I para heliostatos de 1 faceta y el Caso II para heliostatos de 28 facetas esféricas ambos con diferentes mallados.

Tabla 3.2 (I) Resultados de la simulación para heliostatos seleccionados con faceta esférica

	Mallados heliostato canteado + faceta esférica								
	Caso I					Caso II			
Heliostato 1	1x1x1x1	1x1x2x2	1x 1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	40,966	40,915	40,905	40,902	40,898	40,898	40,894	40,893	40,893
Pmedia (kW/m2)	5,478	5,307	5,242	5,192	5,179	5,192	5,179	5,179	5,179
Delta Hor (m)	2,979	2,979	2,979	2,979	2,979	2,979	2,979	2,979	2,979
Delta Ver (m)	6,809	7,021	7,021	7,021	7,021	7,021	7,021	7,021	7,021
Area (m2)	63,716	65,707	65,707	65,707	65,707	65,707	65,707	65,707	65,707
C	1,876	1,819	1,819	1,819	1,819	1,819	1,819	1,819	1,819
Fmedio (kW/m2)	0,002	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
Heliostato 2	1x1x1x1	1x1x2x2	1x 1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	41.620	41.570	41.561	41.558	41.557	41.557	41.555	41.554	41.554
Pmedia (kW/m2)	5.500	5.498	5.498	5.498	5.498	5.498	5.498	5.498	5.498
Delta Hor (m)	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830
Delta Ver (m)	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532
Area (m2)	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559
C	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796
Fmedio (kW/m2)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
Heliostato 2.a	1x1x1x1	1x1x2x2	1x 1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	40.600	40.551	40.543	40.540	40.538	40.538	40.536	40.536	40.536
Pmedia (kW/m2)	5.291	5.303	5.290	5.290	5.290	5.290	5.290	5.290	5.290
Delta Hor (m)	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830
Delta Ver (m)	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532
Area (m2)	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559
C	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796
Fmedio (kW/m2)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
Heliostato 2.b	1x1x1x1	1x1x2x2	1x 1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	39.500	39.500	39.491	39.489	39.487	39.488	39.486	39.485	39.485
Pmedia (kW/m2)	5.246	5.246	5.245	5.245	5.245	5.245	5.245	5.245	5.245
Delta Hor (m)	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830
Delta Ver (m)	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532
Area (m2)	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559
C	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796
Fmedio (kW/m2)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
Heliostato 2.c	1x1x1x1	1x1x2x2	1x 1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	38.409	38.365	38.357	38.354	38.353	38.353	38.351	38.351	38.351
Pmedia (kW/m2)	5.201	5.176	5.175	5.175	5.175	5.175	5.175	5.175	5.175
Delta Hor (m)	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830	3.830
Delta Ver (m)	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532
Area (m2)	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559	66.559
C	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796
Fmedio (kW/m2)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001

Tabla 3.2 (II) Resultados de la simulación para heliostatos seleccionados con faceta esférica

	Mallados heliostato canteado + faceta esférica								
	Caso I					Caso II			
Heliostato 2.d	1x1x1x1	1x1x2x2	1x 1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	37.217	37.175	37.167	37.165	37.164	37.164	37.162	35.933	35.933
Pmedia (kW/m2)	4.975	4.966	4.976	4.976	4.976	4.976	4.976	4.792	4.792
Delta Hor (m)	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255
Delta Ver (m)	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532
Area (m2)	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956
C	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616
Fmedio (kW/m2)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
Heliostato 3	1x1x1x1	1x1x2x2	1x 1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	35.987	35.948	35.941	35.938	35.937	35.937	35.934	35.933	35.933
Pmedia (kW/m2)	4.804	4.792	4.771	4.792	4.792	4.792	4.792	4.792	4.792
Delta Hor (m)	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255
Delta Ver (m)	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532
Area (m2)	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956
C	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616
Fmedio (kW/m2)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
Heliostato 3.a	1x1x1x1	1x1x2x2	1x 1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	34.745	34.708	34.699	34.694	34.691	34.691	34.687	35.933	35.933
Pmedia (kW/m2)	4.639	4.640	4.639	4.630	4.629	4.629	4.629	4.792	4.792
Delta Hor (m)	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255
Delta Ver (m)	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532
Area (m2)	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956
C	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616
Fmedio (kW/m2)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
Heliostato 3.b	1x1x1x1	1x1x2x2	1x 1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	33.498	33.464	33.454	33.445	33.440	33.441	33.437	35.933	35.933
Pmedia (kW/m2)	4.583	4.573	4.573	4.563	4.573	4.563	4.573	4.792	4.792
Delta Hor (m)	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255	4.255
Delta Ver (m)	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532	5.532
Area (m2)	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956	73.956
C	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616
Fmedio (kW/m2)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
Heliostato 3.c	1x1x1x1	1x1x2x2	1x 1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	32.266	32.232	32.211	32.199	32.195	32.198	32.193	35.933	35.933
Pmedia (kW/m2)	4.370	4.343	4.360	4.352	4.352	4.352	4.352	4.792	4.792
Delta Hor (m)	4.681	4.681	4.681	4.681	4.681	4.681	4.681	4.255	4.255
Delta Ver (m)	5.745	5.745	5.745	5.745	5.745	5.745	5.745	5.532	5.532
Area (m2)	84.477	84.477	84.477	84.477	84.477	84.477	84.477	73.956	73.956
C	1.415	1.415	1.415	1.415	1.415	1.415	1.415	1.616	1.616
Fmedio (kW/m2)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
Heliostato 3.d	1x1x1x1	1x1x2x2	1x 1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	31.053	31.011	30.982	30.972	30.970	30.970	30.967	35.933	35.933
Pmedia (kW/m2)	4.183	4.134	4.134	4.142	4.142	4.142	4.134	4.792	4.792
Delta Hor (m)	4.681	4.681	4.681	4.681	4.681	4.681	4.681	4.255	4.255
Delta Ver (m)	5.957	5.957	5.957	5.957	5.957	5.957	5.957	5.532	5.532
Area (m2)	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	73.956	73.956
C	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.616	1.616
Fmedio (kW/m2)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001

Tabla 3.2 (III) Resultados de la simulación para heliostatos seleccionados con faceta esférica

	Mallados heliostato canteado + faceta esférica								
	Caso I					Caso II			
Heliostato 4	1x1x1x1	1x1x2x2	1x 1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	29.598	29.598	29.553	29.542	29.541	29.540	29.537	29.536	29.536
Pmedia (kW/m2)	4.009	4.009	4.009	4.009	4.009	4.009	4.009	4.009	4.009
Delta Hor (m)	4.681	4.681	4.681	4.681	4.681	4.681	4.681	4.681	4.681
Delta Ver (m)	5.957	5.957	5.957	5.957	5.957	5.957	5.957	5.957	5.957
Area (m2)	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605
C	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365
Fmedio (kW/m2)	0.001	0.0011	0.0011	0.0011	0.0011	0.001	0.0011	0.0011	0.0011
Heliostato 5	1x1x1x1	1x1x2x2	1x 1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	17.101	17.101	17.101	17.101	17.101	29.540	29.537	29.536	29.536
Pmedia (kW/m2)	2.441	2.441	2.441	2.441	2.441	4.009	4.009	4.009	4.009
Delta Hor (m)	6.383	6.383	6.383	6.383	6.383	4.681	4.681	4.681	4.681
Delta Ver (m)	7.234	7.234	7.234	7.234	7.234	5.957	5.957	5.957	5.957
Area (m2)	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605
C	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365
Fmedio (kW/m2)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
Heliostato 6	1x1x1x1	1x1x2x2	1x 1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	7.884	7.811	7.794	7.799	7.793	7.797	7.788	7.787	7.787
Pmedia (kW/m2)	1.184	1.132	1.123	1.118	1.116	1.114	1.111	1.111	1.111
Delta Hor (m)	9.362	9.787	9.787	9.787	9.787	9.787	9.787	9.787	9.787
Delta Ver (m)	9.787	10.213	10.213	10.213	10.213	10.213	10.213	10.213	10.213
Area (m2)	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605
C	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365
Fmedio (kW/m2)	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010
Heliostato 7	1x1x1x1	1x1x2x2	1x 1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	5.126	5.084	5.072	5.075	5.073	5.074	5.071	5.070	5.070
Pmedia (kW/m2)	0.780	0.751	0.746	0.740	0.739	0.738	0.738	0.737	0.737
Delta Hor (m)	11.702	11.915	11.915	11.915	11.915	11.915	11.915	11.915	11.915
Delta Ver (m)	11.915	12.340	12.128	12.340	12.340	12.340	12.340	12.340	12.340
Area (m2)	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605
C	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365
Fmedio (kW/m2)	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001
Heliostato 8	1x1x1x1	1x1x2x2	1x 1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	3.295	3.274	3.267	3.268	3.268	3.268	3.267	3.267	3.267
Pmedia (kW/m2)	0.510	0.491	0.486	0.485	0.484	0.485	0.484	0.484	0.484
Delta Hor (m)	14.468	14.468	14.894	14.894	14.894	14.894	14.894	14.894	14.894
Delta Ver (m)	14.468	14.894	14.894	14.894	14.894	14.894	14.894	14.894	14.894
Area (m2)	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605	87.605
C	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365
Fmedio (kW/m2)	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010	0.0010

De la tabla anterior se puede deducir que:

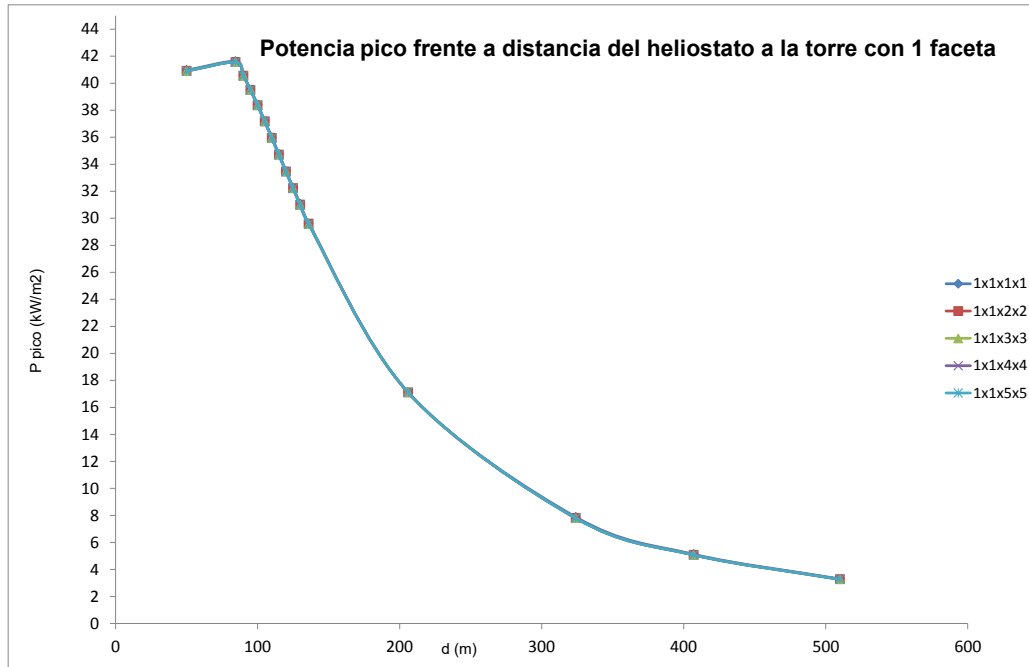
- La potencia pico, así como la media, van disminuyendo gradualmente según nos alejamos de la torre, como era previsible. Esto sucede para todos los tipos de mallado estudiados.

Concretamente puede observarse con más detalle esta tendencia en las siguientes figuras, en las que se representa la potencia pico y potencia media, en función de la distancia heliostato-torre para los distintos mallados. Como podemos observar, para mallados con una sola faceta, la potencia pico es prácticamente la misma independientemente del mallado de dicha faceta, lo mismo ocurre con la potencia media (Figuras 3.4 y 3.6).

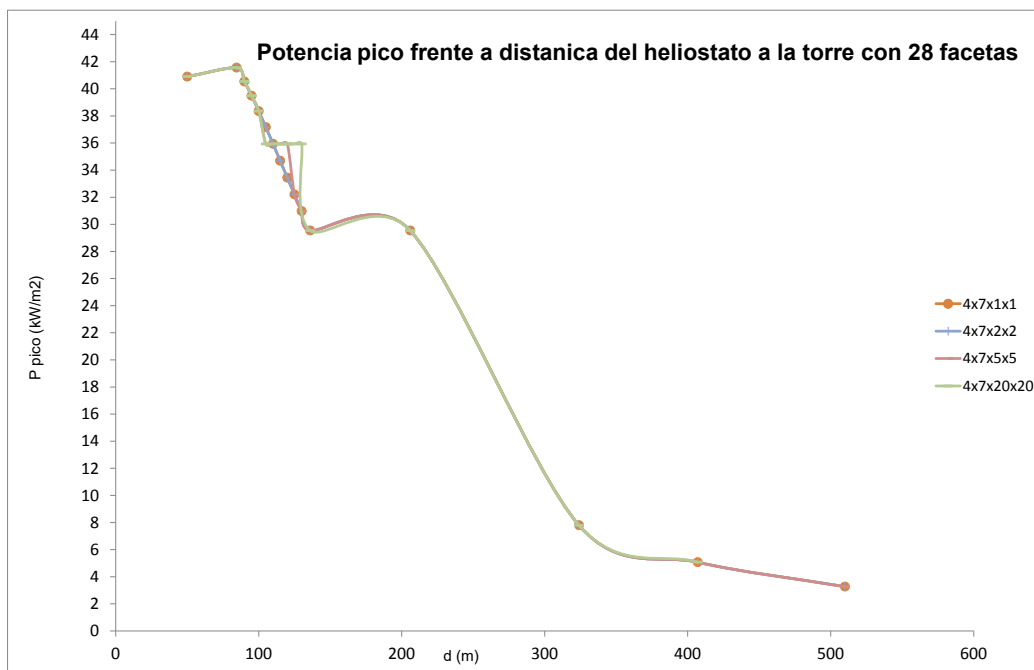
Por otra parte, para el caso de heliostatos con un mallado correspondiente a 28 facetas, podemos observar que las diferencia tanto en potencia pico como en potencia media que supone pasar de un mallado $4 \times 7 \times 2 \times 2$ a $4 \times 7 \times 5 \times 5$ e incluso $4 \times 7 \times 20 \times 20$ es muy pequeña (Figuras 3.5 y 3.7).

- b) El tamaño de la mancha solar (imagen especular), se incrementa ligeramente a medida que nos alejamos de la torre, lo cual es lógico ya que, aunque el ángulo de dispersión de los rayos reflejados fuera el mismo la sección recta del cono que forman se incrementa con la distancia, como es conocido. Es de destacar que el incremento no es muy significativo, lo que permite deducir que la dispersión no es muy elevada, así como que el valor se mantiene prácticamente constante para cualquier tipo de mallado utilizado a partir unos 130 metros de distancia a la torre, lo que nos señala que el número de puntos de incidencia sobre la superficie especular del heliostato no es un parámetro relevante en el tamaño de la mancha solar que forma dicho heliostato. Este comportamiento puede ser observado además en las Figuras 3.8 y 3.9 en las que se representa el área de la mancha solar, en función de la distancia al heliostato para los diferentes mallados. Tanto para el caso de un heliostato con una sola faceta (Figura 3.8) como para el caso de un heliostato de 28 facetas (Figura 3.9) la diferencia en área de la mancha solar es muy pequeña con respecto a los mallados de mayor número de puntos.
- c) El flujo medio se mantiene prácticamente constante para todos los heliostatos y los diferentes tipos de mallado a partir de unos 130 metros de la torre. Podemos observar este comportamiento tanto en la Figura 3.10 y 3.11 en las que se representa el flujo medio en función de la distancia al heliostato para todos los mallados. Tanto para el caso de un heliostato con

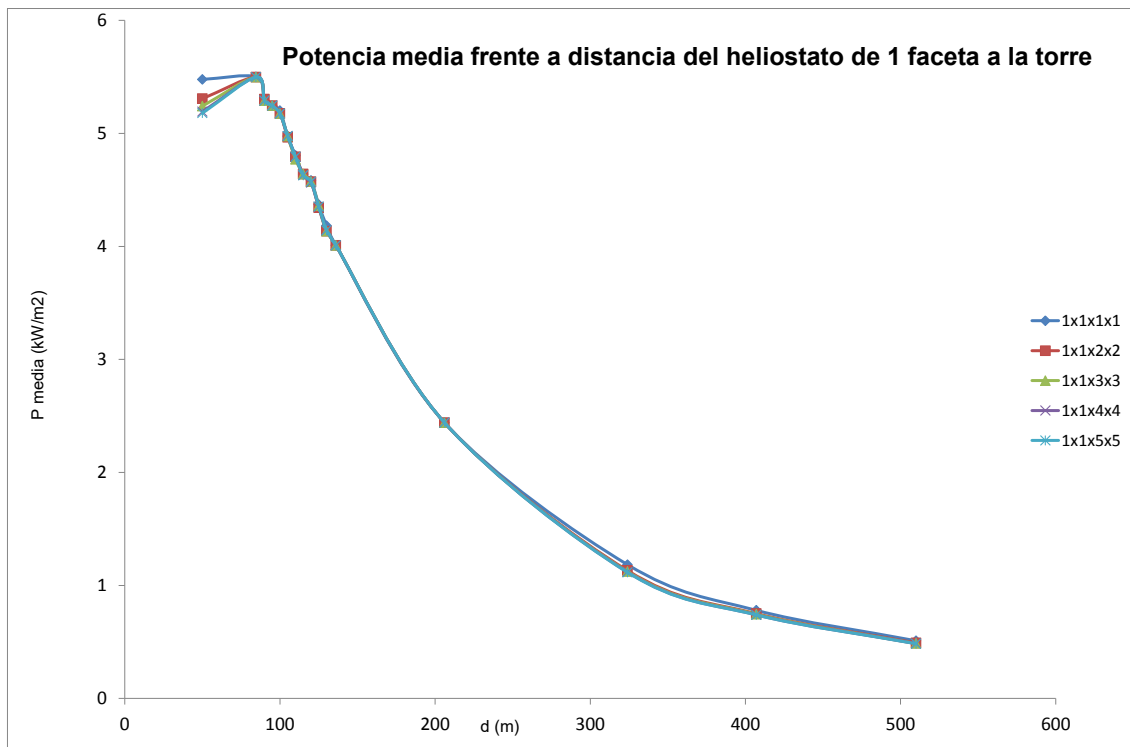
una sola faceta (Figura 3.10) como para el caso de un heliostato de 28 facetas (Figura 3.11) la diferencia en flujo medio de la mancha solar es muy pequeña con respecto a los mallados de mayor número de puntos.



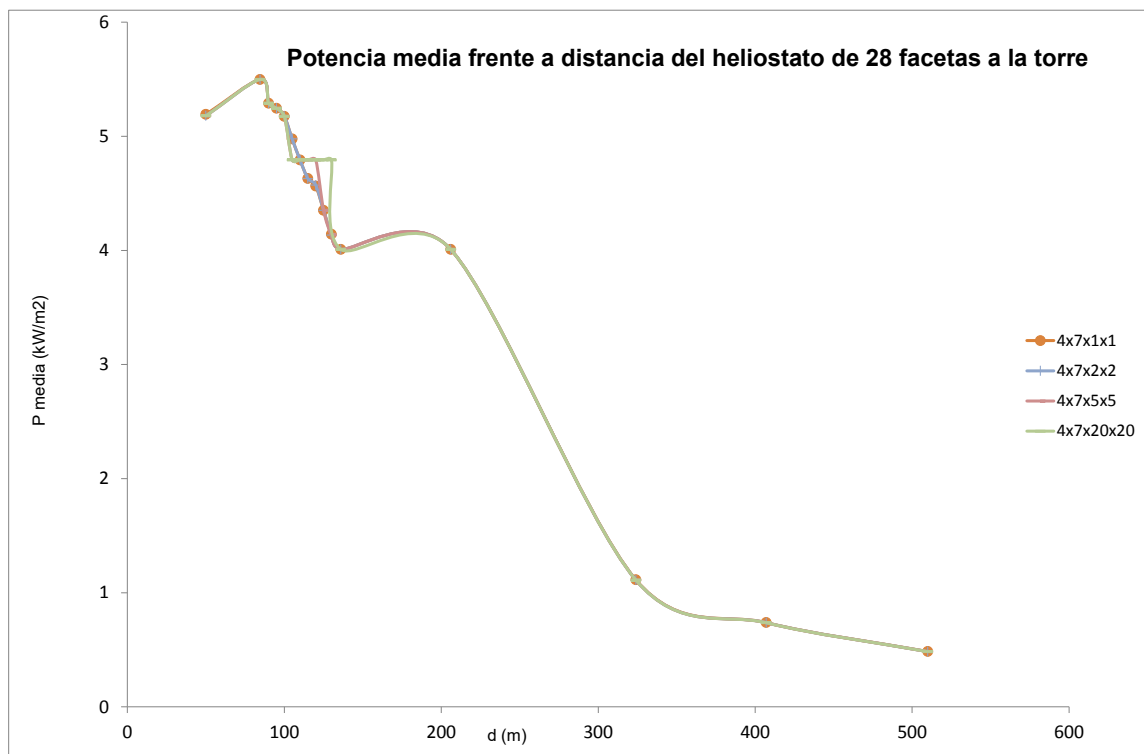
*Figura 3.4 Densidad de potencia pico en función de la distancia del heliostato a la torre
Caso I: 1 faceta esférica por heliostato*



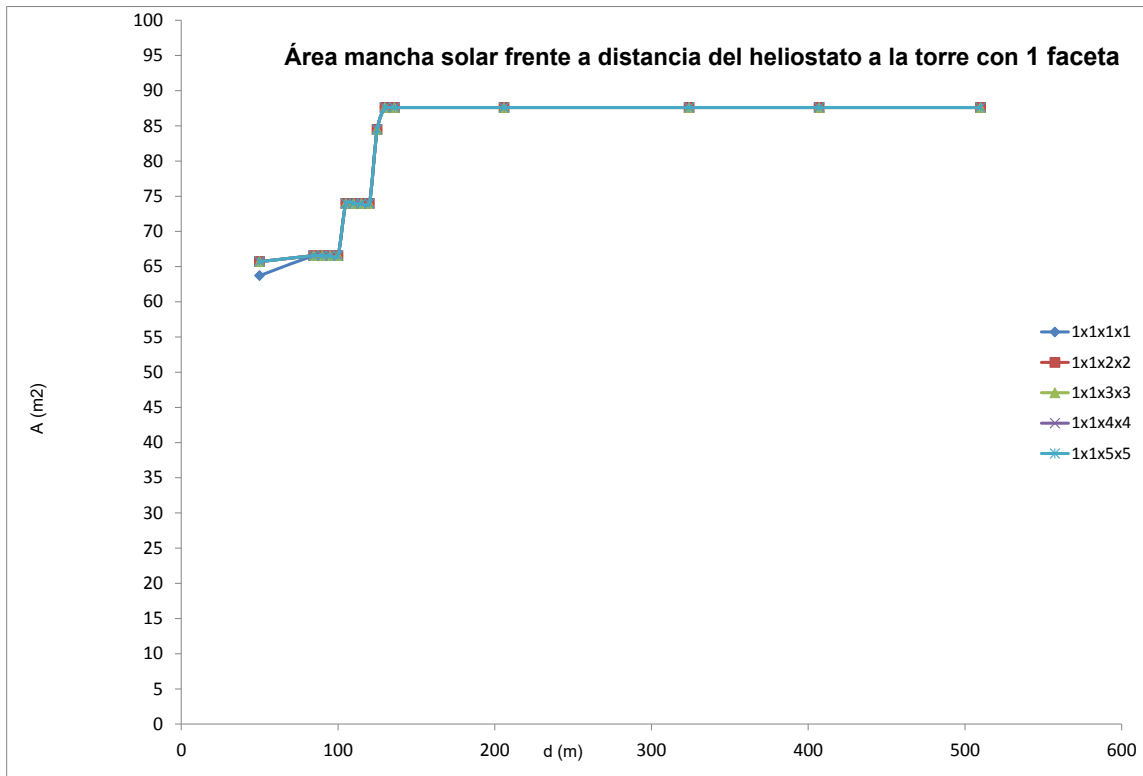
*Figura 3.5 Densidad de potencia pico en función de la distancia del heliostato a la torre
Caso II: 28 facetas esféricas por heliostato*



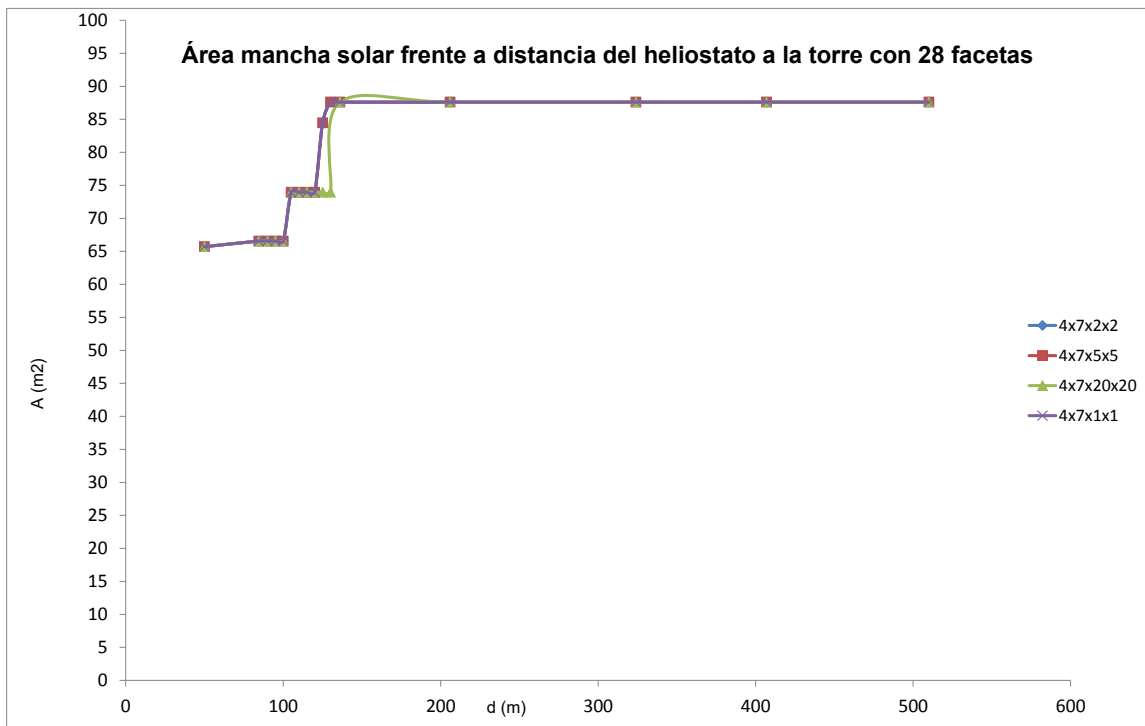
*Figura 3.6 Potencia media en función de la distancia del heliostato a la torre
Caso I: 1 faceta esférica por heliostato*



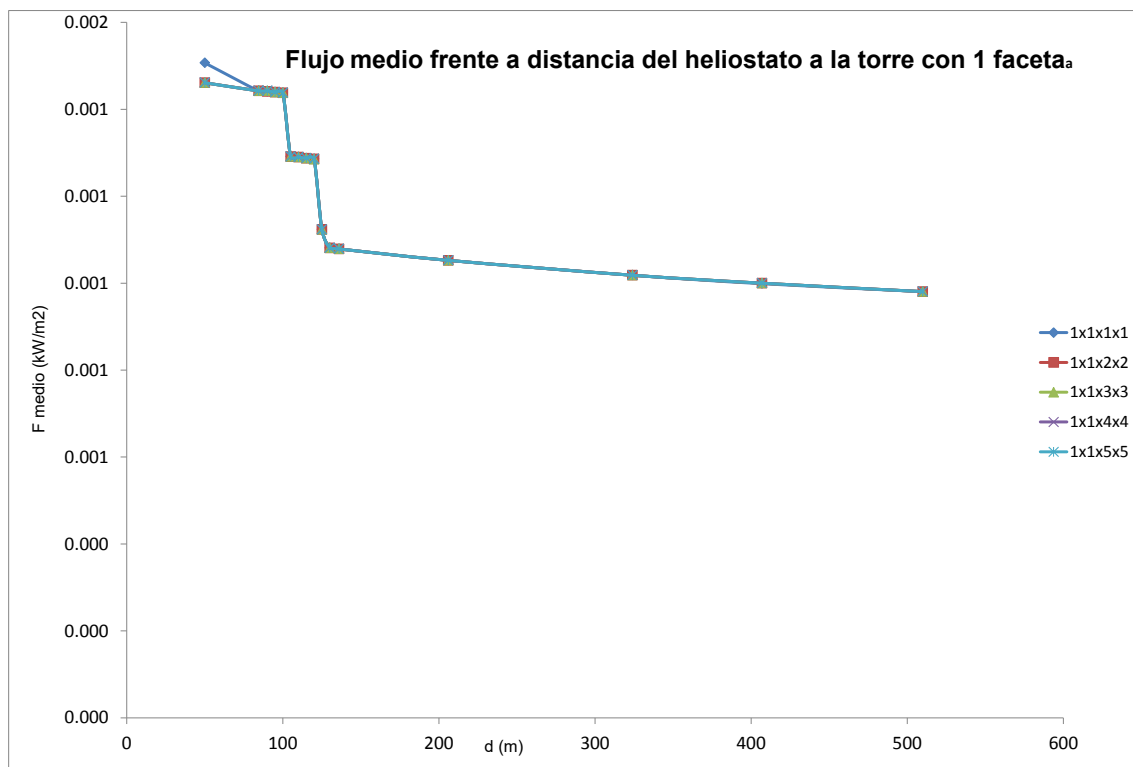
*Figura 3.7 Potencia media en función de la distancia del heliostato a la torre
Caso II: 28 facetas esféricas por heliostato*



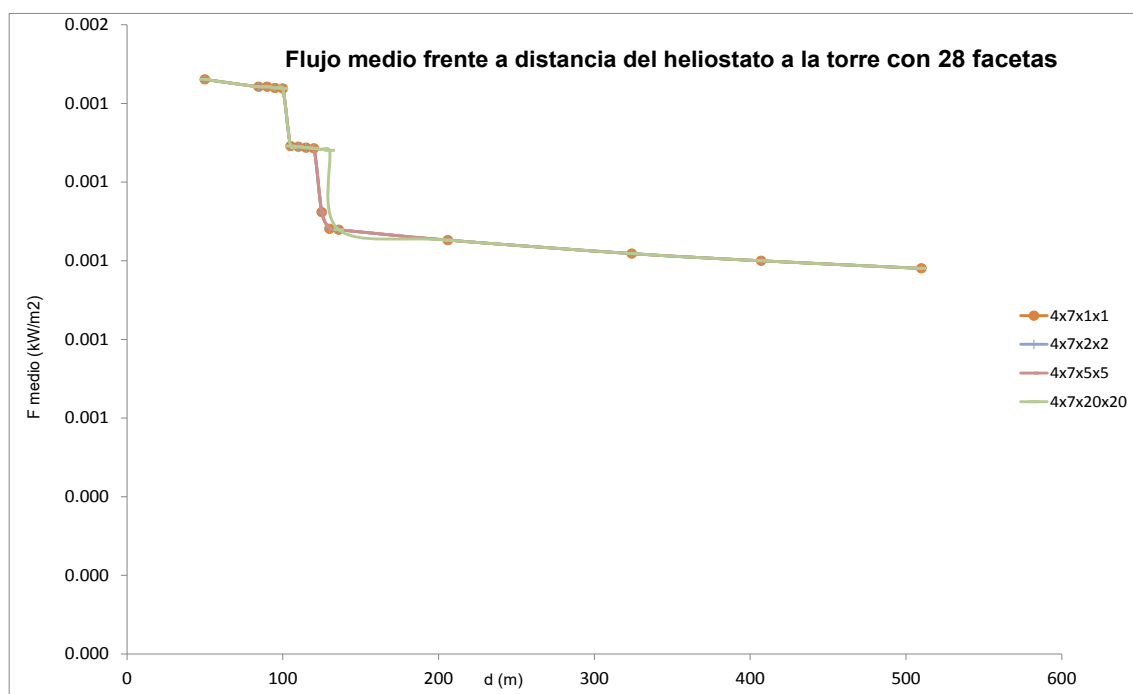
*Figura 3.8 Área de la mancha solar en función de la distancia del heliostato a la torre
Caso I: 1 faceta esférica por heliostato*



*Figura 3.9 Área de la mancha solar en función de la distancia del heliostato a la torre
Caso II: 28 facetas esféricas por heliostato*



*Figura 3.10 Flujo medio de la mancha solar en función de la distancia del heliostato a la torre
Caso I: 1 faceta esférica por heliostato*



*Figura 3.11 Flujo medio de la mancha solar en función de la distancia del heliostato a la torre
Caso II: 28 facetas esféricas por heliostato*

A continuación incluimos la tabla en la que se expresa la concentración frente a los diferentes mallados, para los heliostatos seleccionados con faceta esférica.

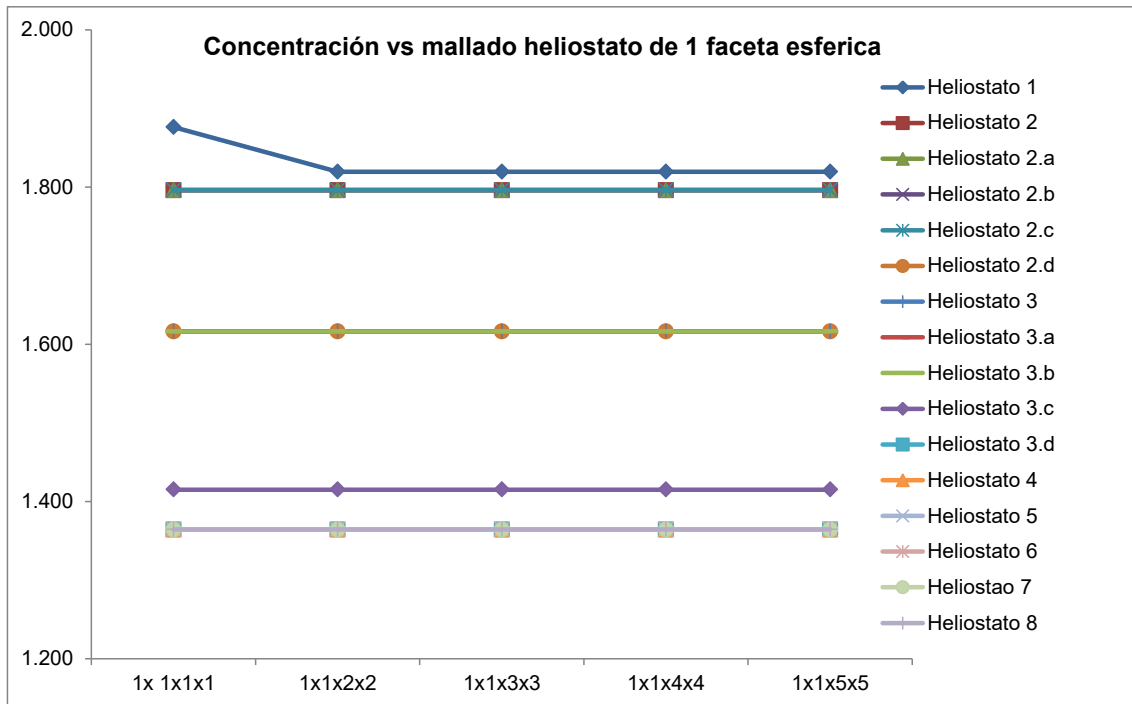
Tabla 3.3 Concentración de los heliostatos de faceta esférica en función del mallado elegido

C	1x1x1x1	1x1x2x2	1x1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Heliostato 1	1.876	1.819	1.819	1.819	1.819	1.819	1.819	1.819	1.819
Heliostato 2	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796
Heliostato 2.a	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796
Heliostato 2.b	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796
Heliostato 2.c	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796	1.796
Heliostato 2.d	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616
Heliostato 3	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616
Heliostato 3.a	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616
Heliostato 3.b	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616	1.616
Heliostato 3.c	1.415	1.415	1.415	1.415	1.415	1.415	1.415	1.415	1.415
Heliostato 3.d	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365
Heliostato 4	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365
Heliostato 5	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365
Heliostato 6	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365
Heliostato 7	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365
Heliostato 8	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365	1.365

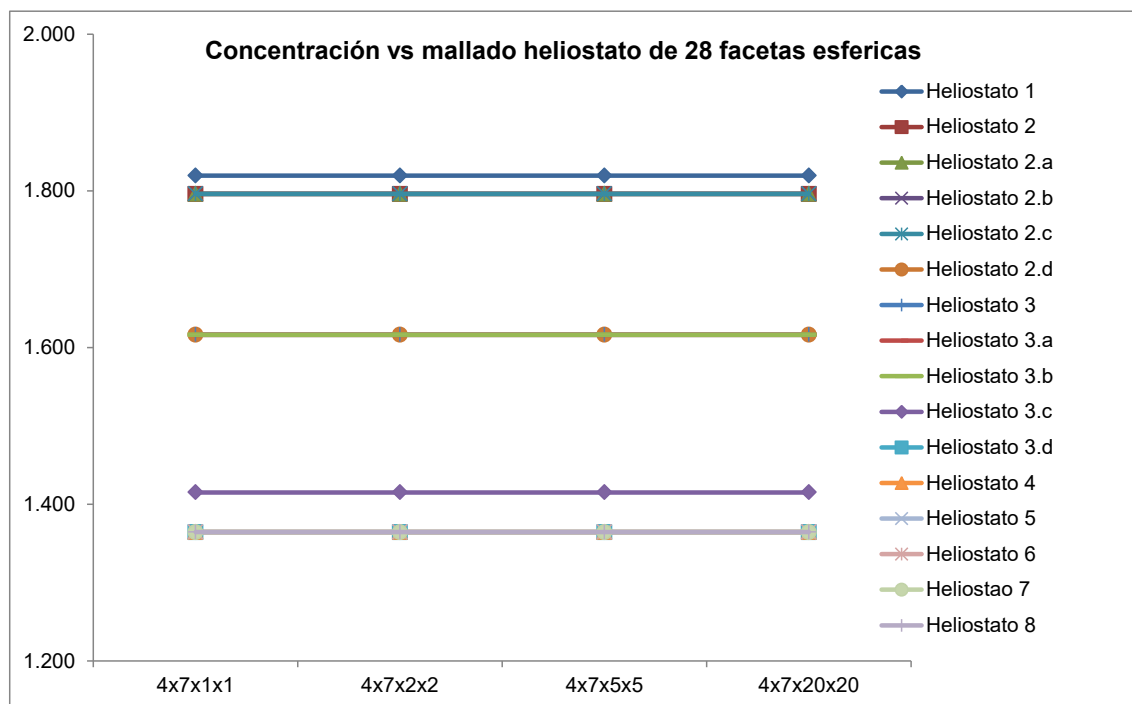
Esta tabla nos permite observar que, para un heliostato de canteo esférico con facetas esféricas, el valor de la concentración obtenido en el proceso de simulación se mantiene estable a partir de un mallado de 1 faceta con 4 puntos de incidencia por faceta, cumpliéndose esto para todos los heliostatos evaluados, siendo por tanto independiente de la distancia del heliostato al receptor. Igualmente como ya vimos anteriormente la Potencia pico y la Potencia media se mantienen prácticamente constantes, por lo que sería suficiente dicho tipo de mallado para poder estudiar el comportamiento de los heliostatos de faceta esférica.

Además, podemos observar que, cuanto mayor es la distancia del heliostato a la torre menor es la concentración, debido a que, según se ha comentado con anterioridad, aumenta el tamaño de la mancha solar reflejada por el heliostato sobre el receptor.

En los siguientes gráficos podemos observar el comportamiento anteriormente comentado.



*Figura 3.12 Evolución de la concentración para diferentes heliostatos y mallados.
Caso I: 1 faceta esférica por heliostato*



*Figura 3.13 Evolución de la concentración para diferentes heliostatos y mallados.
Caso II: 28 facetas esféricas por heliostato*

3.5. Heliostatos de facetas planas

En esta sección, se procede a realizar el mismo estudio llevado a cabo anteriormente, pero para heliostatos de facetas planas, de manera que podamos determinar cuál es el mínimo mallado que necesitamos en ese caso.

Como en el caso anterior, el estudio incluye tanto heliostatos reales (heliostatos 2,3,4,5,6,7 y 8), representados en la Figura 3.3, como heliostatos virtuales o ficticios (heliostatos 1, 2.a,b,c,d y 3.a,b,c,d) cuyas coordenadas se indicaban en la Tabla 3.1. En la Tabla 3.4 que se presenta en las siguientes páginas, se presentan los resultados de la simulación para heliostatos seleccionados con faceta plana. Analizaremos el Caso III para heliostatos con 1 faceta plana (heliostatos planos) y el Caso IV para heliostatos de 28 facetas planas ambos con diferentes mallados.

Tabla 3.4 (I) Resultados de la simulación para heliostatos seleccionados con faceta plana

	Mallados heliostato canteado + faceta plana								
	Caso III					Caso IV			
Heliostato 1	1x1x1x1	1x1x2x2	1x1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	40.966	11.110	5.075	2.841	1.872	40.898	15.044	12.726	9.569
Pmedia (kW/m2)	9.570	3.128	1.691	1.133	0.839	9.486	4.939	4.558	3.811
Delta Hor (m)	2.128	1.702	1.702	1.489	1.277	2.128	3.404	4.681	4.255
Delta Ver (m)	5.106	4.255	3.617	3.404	2.979	5.106	4.681	4.681	5.106
Area (m2)	34.131	22.756	19.341	15.928	11.946	34.131	50.059	68.832	68.266
C	3.502	1.313	0.687	0.469	0.400	3.502	2.388	1.737	1.751
Fmedio (kW/m2)	0.003	0.004	0.005	0.006	0.008	0.003	0.002	0.001	0.001
Heliostato 2	1x1x1x1	1x1x2x2	1x1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	41.620	10.878	4.900	2.732	1.785	41.557	16.743	12.726	12.644
Pmedia (kW/m2)	9.713	3.212	1.715	1.131	0.833	9.666	5.555	4.558	4.492
Delta Hor (m)	2.553	2.128	2.128	1.915	1.702	2.553	4.043	4.681	4.681
Delta Ver (m)	4.255	3.404	2.979	2.766	2.553	4.255	4.255	4.681	4.681
Area (m2)	34.133	22.754	19.910	16.639	13.653	34.133	54.044	68.832	68.832
C	3.502	1.313	0.667	0.449	0.350	3.502	2.212	1.737	1.737
Fmedio (kW/m2)	0.003	0.004	0.005	0.006	0.007	0.003	0.002	0.001	0.001
Heliostato 2.a	1x1x1x1	1x1x2x2	1x1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	40.600	10.497	4.772	2.664	1.731	40.538	16.552	12.958	12.875
Pmedia (kW/m2)	9.366	3.074	1.680	1.105	0.828	9.362	5.415	4.590	4.497
Delta Hor (m)	2.979	2.553	2.128	1.915	1.702	2.979	4.255	4.681	4.681
Delta Ver (m)	4.255	3.617	2.979	2.766	2.553	4.255	4.255	4.681	4.681
Area (m2)	39.823	29.012	19.910	16.639	13.653	39.823	56.889	68.832	68.832
C	3.002	1.030	0.667	0.449	0.350	3.002	2.101	1.737	1.737
Fmedio (kW/m2)	0.002	0.003	0.005	0.006	0.007	0.002	0.002	0.001	0.001

Tabla 3.4 (II) Resultados de la simulación para heliostatos seleccionados con faceta plana

	Mallados heliostato canteado + faceta plana								
	Caso III					Caso IV			
Heliostato 2.b	1x1x1x1	1x1x2x2	1x1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	39.546	10.279	4.613	2.599	1.674	39.488	16.319	13.114	13.035
Pmedia (kW/m2)	9.155	3.047	1.663	1.091	0.824	9.114	5.394	4.602	4.456
Delta Hor (m)	2.979	2.553	2.128	1.915	1.702	2.979	4.255	4.681	5.106
Delta Ver (m)	4.255	3.617	2.979	2.766	2.553	4.255	4.255	4.681	4.681
Area (m2)	39.823	29.012	19.910	16.640	13.652	39.823	56.889	68.832	75.090
C	3.002	1.030	0.667	0.449	0.350	3.002	2.101	1.737	1.592
Fmedio (kW/m2)	0.002	0.003	0.005	0.006	0.007	0.002	0.002	0.001	0.001
Heliostato 2.c	1x1x1x1	1x1x2x2	1x1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	38.409	9.912	4.479	2.498	1.630	38.353	16.042	13.235	13.151
Pmedia (kW/m2)	8.914	2.918	1.625	1.056	0.814	8.911	5.395	4.622	4.423
Delta Hor (m)	2.979	2.553	2.128	1.915	1.702	2.979	4.255	4.681	5.106
Delta Ver (m)	4.255	3.617	2.979	2.979	2.553	4.255	4.255	4.681	4.681
Area (m2)	39.823	29.012	19.910	17.919	13.653	39.823	56.889	68.832	75.090
C	3.002	1.030	0.667	0.417	0.350	3.002	2.101	1.737	1.592
Fmedio (kW/m2)	0.002	0.003	0.005	0.005	0.007	0.002	0.002	0.001	0.001
Heliostato 2.d	1x1x1x1	1x1x2x2	1x1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	37.217	9.610	4.317	2.432	1.568	37.164	15.715	13.310	13.224
Pmedia (kW/m2)	8.747	2.907	1.613	1.046	0.803	8.748	5.396	4.557	4.407
Delta Hor (m)	2.979	2.553	2.128	1.915	1.702	2.979	4.255	5.106	5.106
Delta Ver (m)	4.255	3.617	2.979	2.979	2.553	4.255	4.255	4.681	4.681
Area (m2)	39.823	29.012	19.910	17.919	13.653	39.823	56.889	75.090	75.090
C	3.002	1.030	0.667	0.417	0.350	3.002	2.101	1.592	1.592
Fmedio (kW/m2)	0.002	0.003	0.005	0.005	0.007	0.002	0.002	0.001	0.001
Heliostato 3	1x1x1x1	1x1x2x2	1x1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	35.987	9.303	4.181	2.328	1.518	35.937	15.386	13.352	13.260
Pmedia (kW/m2)	8.659	2.854	1.574	1.026	0.795	8.656	5.344	4.485	4.380
Delta Hor (m)	2.979	2.553	2.128	1.915	1.702	2.979	4.255	5.106	5.106
Delta Ver (m)	4.255	3.617	2.979	2.979	2.553	4.255	4.255	4.681	4.681
Area (m2)	39.823	29.012	19.910	17.919	13.653	39.823	56.889	75.090	75.090
C	3.002	1.030	0.667	0.417	0.350	3.002	2.101	1.592	1.592
Fmedio (kW/m2)	0.002	0.003	0.005	0.005	0.007	0.002	0.002	0.001	0.001
Heliostato 3.a	1x1x1x1	1x1x2x2	1x1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	34.745	8.923	3.992	2.261	1.457	34.691	15.037	13.357	13.263
Pmedia (kW/m2)	8.530	2.761	1.521	1.010	0.789	8.464	5.291	4.456	4.370
Delta Hor (m)	2.979	2.766	2.553	1.915	1.915	2.979	4.468	5.106	5.106
Delta Ver (m)	4.255	3.617	2.979	2.979	2.340	4.255	4.255	4.681	4.681
Area (m2)	39.823	31.430	23.893	17.919	14.079	39.823	59.733	75.090	75.090
C	3.002	0.951	0.556	0.417	0.340	3.002	2.001	1.592	1.592
Fmedio (kW/m2)	0.002	0.003	0.004	0.005	0.007	0.002	0.002	0.001	0.001
Heliostato 3.b	1x1x1x1	1x1x2x2	1x1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	33.498	8.586	3.865	2.156	1.407	33.441	14.762	13.333	13.235
Pmedia (kW/m2)	7.872	2.694	1.496	0.989	0.778	7.870	5.132	4.401	4.325
Delta Hor (m)	3.404	2.979	2.553	2.128	1.915	3.404	4.681	5.106	5.106
Delta Ver (m)	4.255	3.617	2.979	2.766	2.340	4.255	4.255	4.681	4.681
Area (m2)	45.510	33.849	23.892	18.488	14.079	45.510	62.576	75.090	75.090
C	2.627	0.883	0.556	0.404	0.340	2.627	1.910	1.592	1.592
Fmedio (kW/m2)	0.002	0.003	0.004	0.005	0.007	0.002	0.002	0.001	0.001

Tabla 3.4 (III) Resultados de la simulación para heliostatos seleccionados con faceta plana

	Mallados heliostato canteado + faceta plana								
	Caso III					Caso IV			
Heliostato 3.c	1x1x1x1	1x1x2x2	1x1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	32.266	8.285	3.723	2.085	1.344	32.198	14.467	13.281	13.181
Pmedia (kW/m2)	7.660	2.615	1.432	0.973	0.763	7.631	5.014	4.355	4.297
Delta Hor (m)	3.404	3.404	6.809	2.128	11.915	3.404	4.681	5.106	5.106
Delta Ver (m)	4.255	4.255	3.192	2.766	2.553	4.255	4.255	4.681	4.681
Area (m2)	45.510	45.510	68.265	18.489	95.566	45.510	62.576	75.090	75.090
C	2.627	0.657	0.519	0.404	0.311	2.627	1.910	1.592	1.592
Fmedio (kW/m2)	0.002	0.002	0.001	0.005	0.001	0.002	0.002	0.001	0.001
Heliostato 3.d	1x1x1x1	1x1x2x2	1x1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	31.053	7.978	3.553	2.012	1.301	30.970	14.174	13.205	13.102
Pmedia (kW/m2)	7.505	2.529	1.389	0.950	0.744	7.503	4.944	4.309	4.190
Delta Hor (m)	3.404	4.468	11.064	11.915	11.915	3.404	4.681	5.106	5.532
Delta Ver (m)	4.255	3.617	11.064	11.489	11.915	4.255	4.255	4.681	4.681
Area (m2)	45.510	50.773	384.555	430.065	445.988	45.510	62.576	75.090	81.349
C	2.627	0.589	0.035	0.017	0.011	2.627	1.910	1.592	1.469
Fmedio (kW/m2)	0.002	0.002	0.000	0.000	0.000	0.002	0.002	0.001	0.001
Heliostato 4	1x1x1x1	1x1x2x2	1x1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	29.630	7.580	3.397	1.897	1.242	29.540	13.823	13.084	12.979
Pmedia (kW/m2)	7.326	2.424	1.331	0.918	0.722	7.299	4.808	4.229	4.129
Delta Hor (m)	3.404	9.362	11.064	11.915	11.915	3.404	4.681	5.106	5.532
Delta Ver (m)	4.255	9.362	10.851	11.489	11.489	4.255	4.468	4.681	4.681
Area (m2)	45.510	275.334	377.159	430.065	430.065	45.510	65.704	75.090	81.349
C	2.627	0.109	0.035	0.017	0.011	2.627	1.819	1.592	1.469
Fmedio (kW/m2)	0.002	0.0003	0.0003	0.0002	0.0002	0.002	0.0014	0.0013	0.0012
Heliostato 5	1x1x1x1	1x1x2x2	1x1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	17.101	4.336	1.936	1.126	0.853	29.540	13.823	13.084	12.979
Pmedia (kW/m2)	4.633	1.620	0.960	0.709	0.668	7.299	4.808	4.229	4.129
Delta Hor (m)	4.681	10.213	11.489	12.128	12.340	3.404	4.681	5.106	5.532
Delta Ver (m)	5.106	9.362	10.213	10.638	10.426	4.255	4.468	4.681	4.681
Area (m2)	45.510	275.334	377.159	430.065	430.065	45.510	65.704	75.090	81.349
C	2.627	0.109	0.035	0.017	0.011	2.627	1.819	1.592	1.469
Fmedio (kW/m2)	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.001	0.001	0.001
Heliostato 6	1x1x1x1	1x1x2x2	1x1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	7.884	1.986	0.994	0.795	0.762	7.797	6.462	6.207	6.162
Pmedia (kW/m2)	2.569	0.978	0.690	0.642	0.630	2.532	2.192	2.130	2.108
Delta Hor (m)	6.383	11.064	12.340	12.766	12.766	6.383	7.234	7.447	7.660
Delta Ver (m)	6.383	9.787	10.000	9.787	9.574	6.596	6.596	6.596	6.596
Area (m2)	45.510	275.334	377.159	430.065	430.065	45.510	65.704	75.090	81.349
C	2.627	0.109	0.035	0.017	0.011	2.627	1.819	1.592	1.469
Fmedio (kW/m2)	0.0020	0.0003	0.0002	0.0002	0.0002	0.0020	0.0014	0.0012	0.0011
Heliostato 7	1x1x1x1	1x1x2x2	1x1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	5.126	1.312	0.828	0.763	0.765	5.074	4.494	4.365	4.343
Pmedia (kW/m2)	1.864	0.765	0.631	0.607	0.601	1.848	1.674	1.640	1.632
Delta Hor (m)	7.234	11.489	12.553	12.766	12.766	7.234	8.085	8.085	8.298
Delta Ver (m)	7.447	10.000	9.787	9.574	9.574	7.447	7.447	7.447	7.447
Area (m2)	45.510	275.334	377.159	430.065	430.065	45.510	65.704	75.090	81.349
C	2.627	0.109	0.035	0.017	0.011	2.627	1.819	1.592	1.469
Fmedio (kW/m2)	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000	0.002	0.001	0.001	0.001

Tabla 3.4 (IV) Resultado de la simulación para heliostatos seleccionados con faceta plana

	Mallados heliostato canteado + faceta plana								
	Caso III					Caso IV			
Heliostato 8	1x1x1x1	1x1x2x2	1x1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Ppico(kW/m2)	3.295	0.943	0.761	0.751	0.750	3.268	3.022	2.962	2.952
Pmedia (kW/m2)	1.357	0.646	0.581	0.570	0.566	1.344	1.263	1.248	1.246
Delta Hor (m)	8.511	11.915	12.766	12.766	12.766	8.511	8.936	8.936	8.936
Delta Ver (m)	8.511	10.000	9.362	9.362	9.362	8.511	8.511	8.511	8.511
Area (m2)	45.510	275.334	377.159	430.065	430.065	45.510	65.704	75.090	81.349
C	2.627	0.109	0.035	0.017	0.011	2.627	1.819	1.592	1.469
Fmedio (kW/m2)	0.0019	0.0003	0.0002	0.0002	0.0002	0.0019	0.0013	0.0011	0.0011

De la tabla anterior se puede deducir que:

- Al igual que para el caso de los heliostatos con facetas esféricas, para los heliostatos con facetas planas la potencia pico, así como la media, van disminuyendo gradualmente según nos alejamos de la torre, como era previsible. Esto sucede para todos los tipos de mallado estudiados. Esta tendencia se observa claramente en las gráficas de las Figuras 3.14 y 3.15 en las que se representa la potencia pico y potencia media en función de la distancia heliostato-torre para los distintos mallados. Vemos por otra parte que, al contrario de lo que ocurría con los heliostatos con facetas esféricas, sí existe una clara diferencia en los valores de potencia pico y potencia media al emplear un mallado u otro. Como podemos ver en la Figura 3.14 para heliostatos con una sola faceta, es a partir de un mallado 1x1x3x3 a partir del cual se empiezan a asemejar los valores. En la Figura 3.15 se observa que para heliostatos de 28 facetas las diferencias en potencia pico y potencia media de un mallado 4x7x2x2 con respecto a 4x7x5x5 e incluso 4x7x20x20 ya se hacen mucho más pequeñas.
- El comportamiento para el tamaño de la mancha solar (imagen especular) es el mismo para heliostatos con facetas planas que para heliostatos con facetas esféricas, mientras que el tamaño de la mancha se incrementa ligeramente a medida que nos alejamos de la torre. En las Figuras 3.18 y 3.19 podemos observar esta tendencia, de manera que para heliostatos de una faceta no varía el tamaño de la mancha a partir de 130 m a la torre, lo mismo ocurre para heliostatos de 28 facetas, en los que además la

diferencia en área de la mancha al pasar de un mallado 4x7x2x2 a 4x7x5x5 e incluso 4x7x20x20 es muy pequeña.

- c) Al igual que ocurría con el caso de facetas esféricas, para heliostatos con facetas planas el flujo medio a partir de una distancia de unos 130 metros a la torre se mantiene constante para todos los heliostatos y los diferentes tipos de mallado. Tanto para heliostatos de una faceta plana (Caso III) como para heliostatos de 28 facetas planas (Caso IV), se ve incrementada la diferencia de flujo entre unos mallados y otros en referencia a los casos de facetas esféricas. En la Figura 3.20 se representan los valores de flujo medio para heliostatos de una faceta en función a la distancia a la torre para distintos mallados, y en Figura 3.21 para 28 facetas, donde podemos observar que la diferencia de pasar de un mallado 4x7x2x2 a 4x7x5x5 e incluso 4x7x20x20 es muy pequeña.

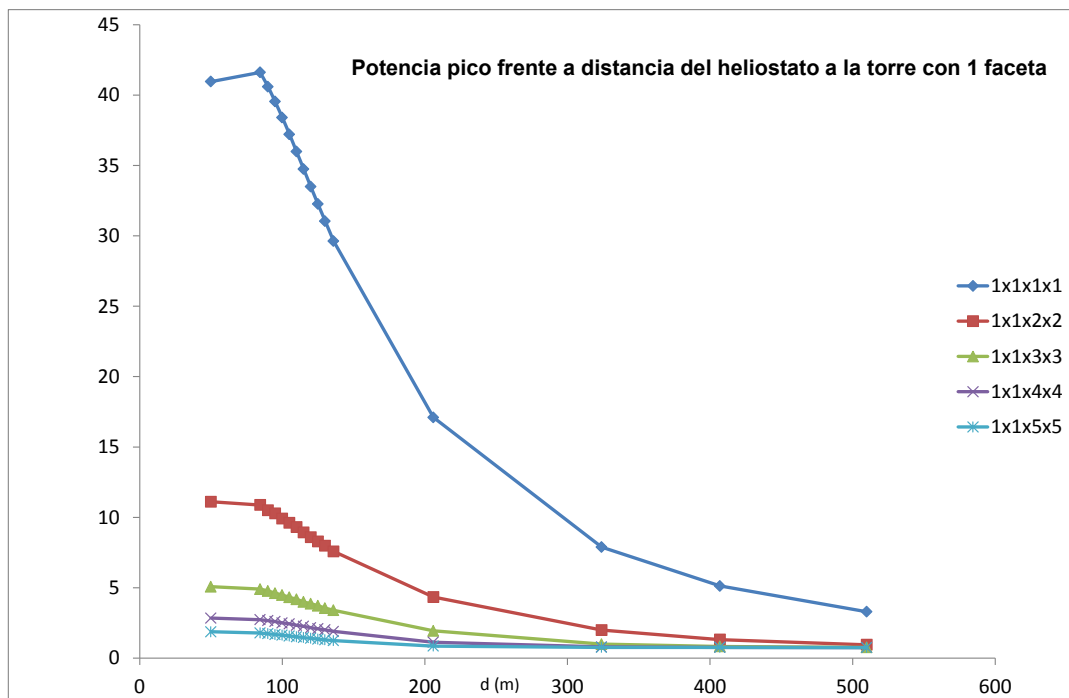
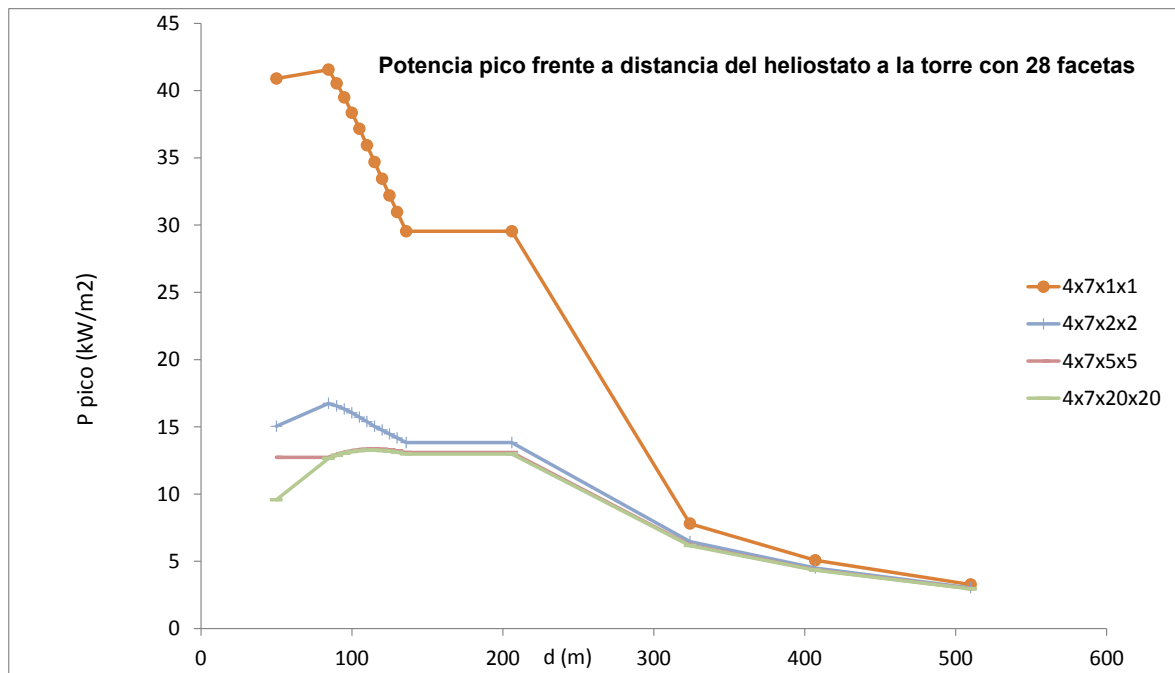
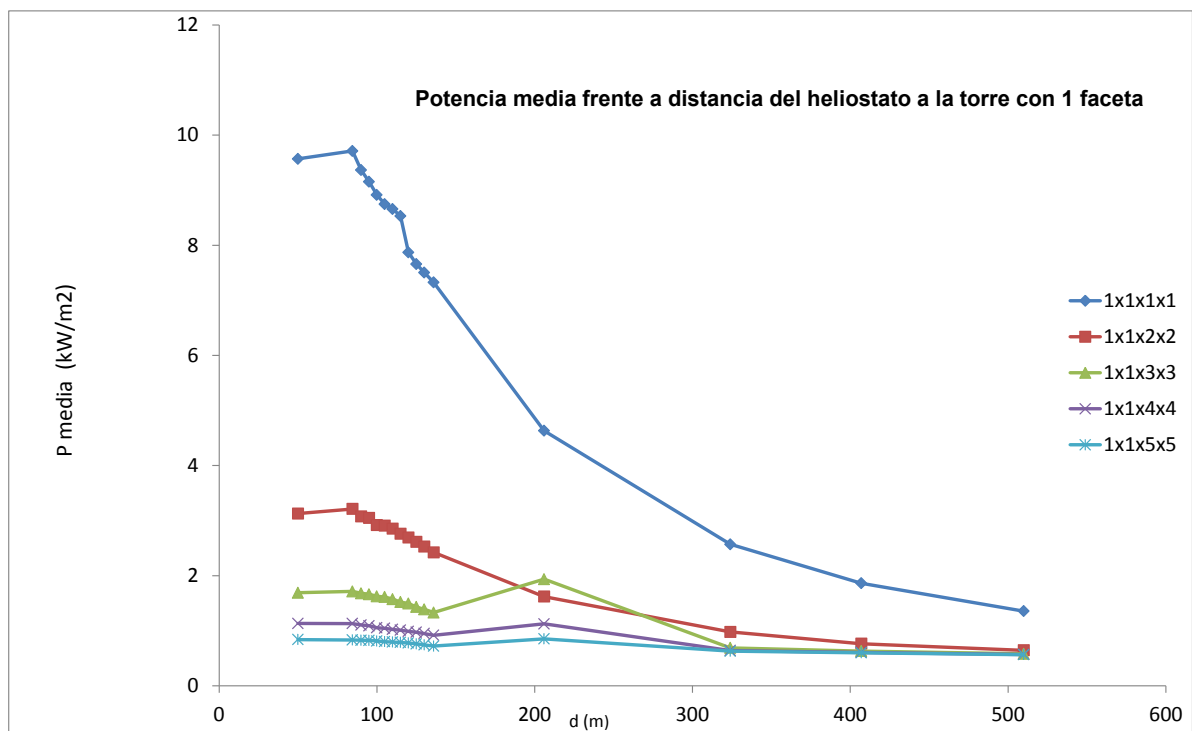


Figura 3.14 Densidad de potencia pico en función de la distancia del heliostato a la torre
Caso III: 1 faceta plana por heliostato



*Figura 3.15 Densidad de potencia pico en función de la distancia del heliostato a la torre
Caso IV: 28 facetas planas por heliostato*



*Figura 3.16 Densidad de potencia media en función de la distancia del heliostato a la torre
Caso III: 1 faceta plana por heliostato*

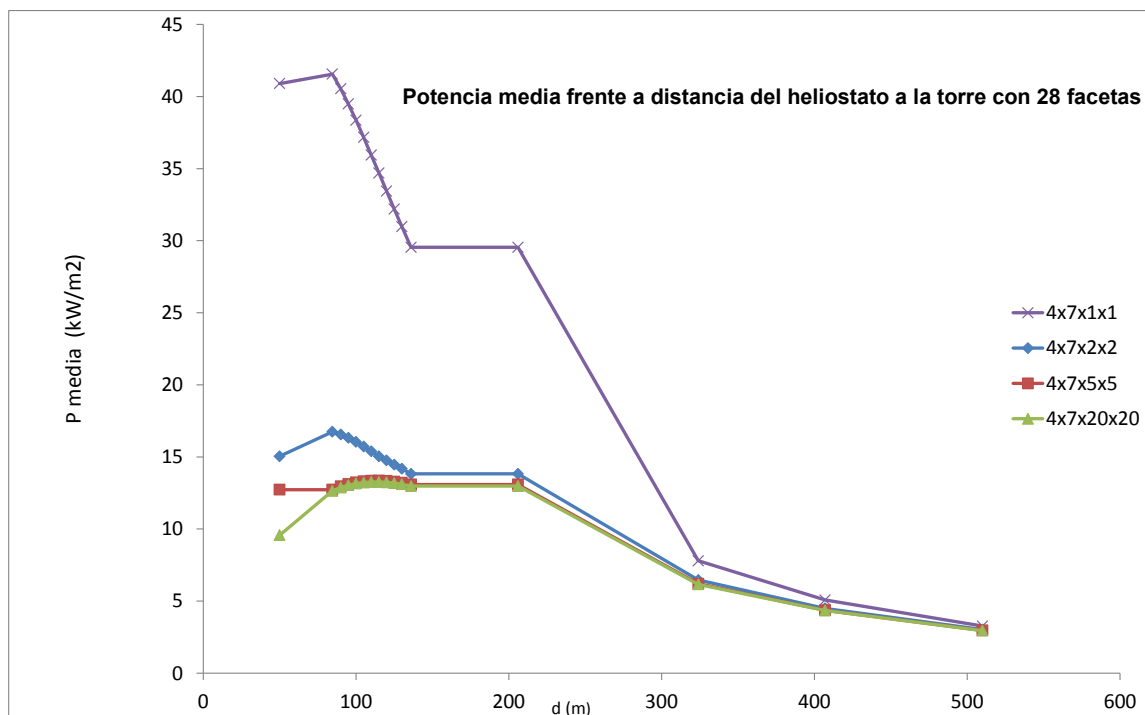


Figura 3.17 Densidad de potencia media en función de la distancia del heliostato a la torre
Caso IV: 28 facetas planas por heliostato

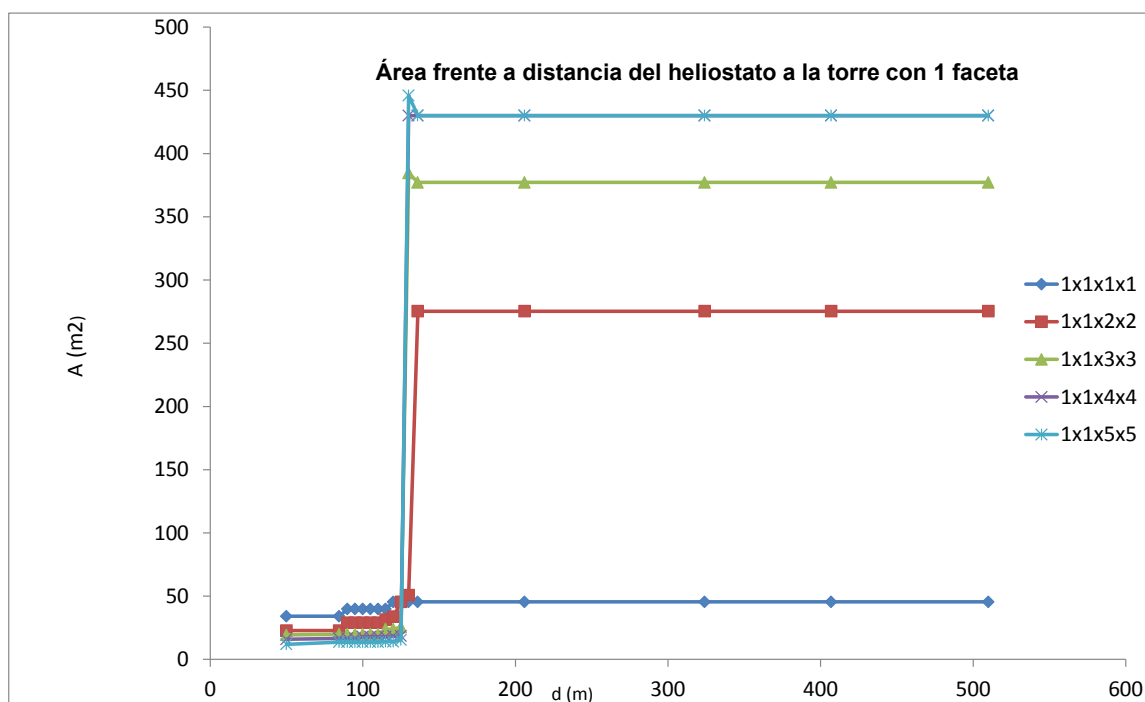


Figura 3.18 Área de la mancha solar en función de la distancia del heliostato a la torre
Caso III: 1 faceta plana por heliostato

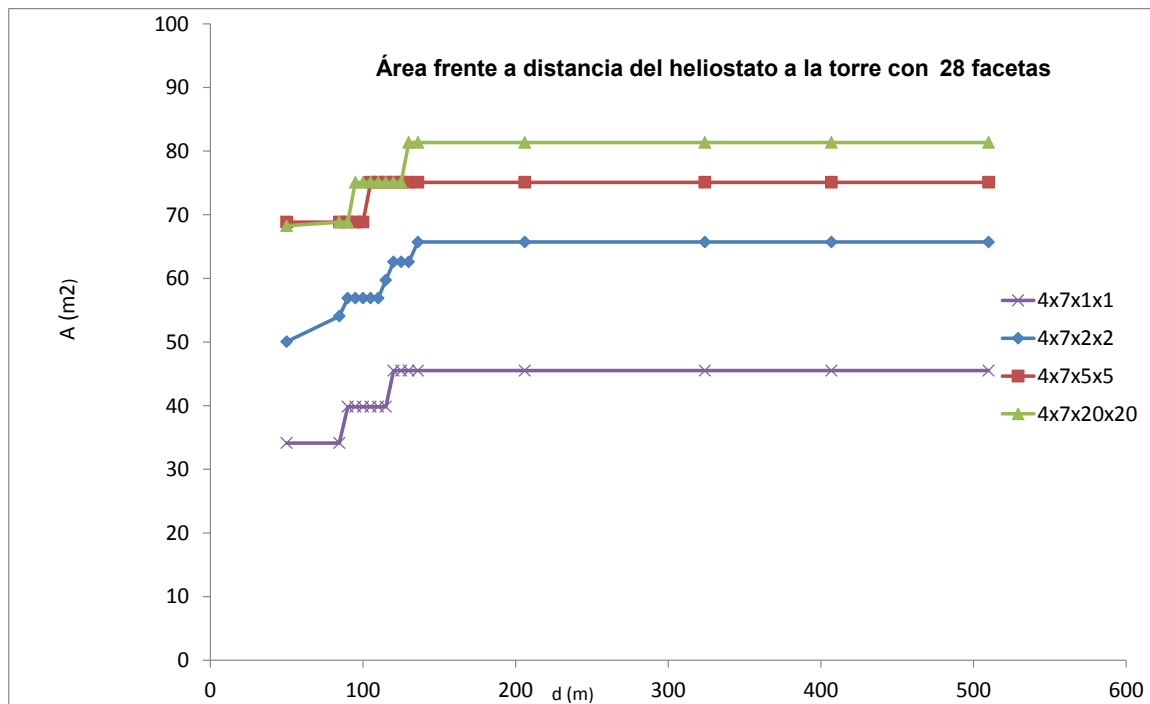


Figura 3.19 Área de la mancha solar en función de la distancia del heliostato a la torre
Caso IV: 28 facetas planas por heliostato

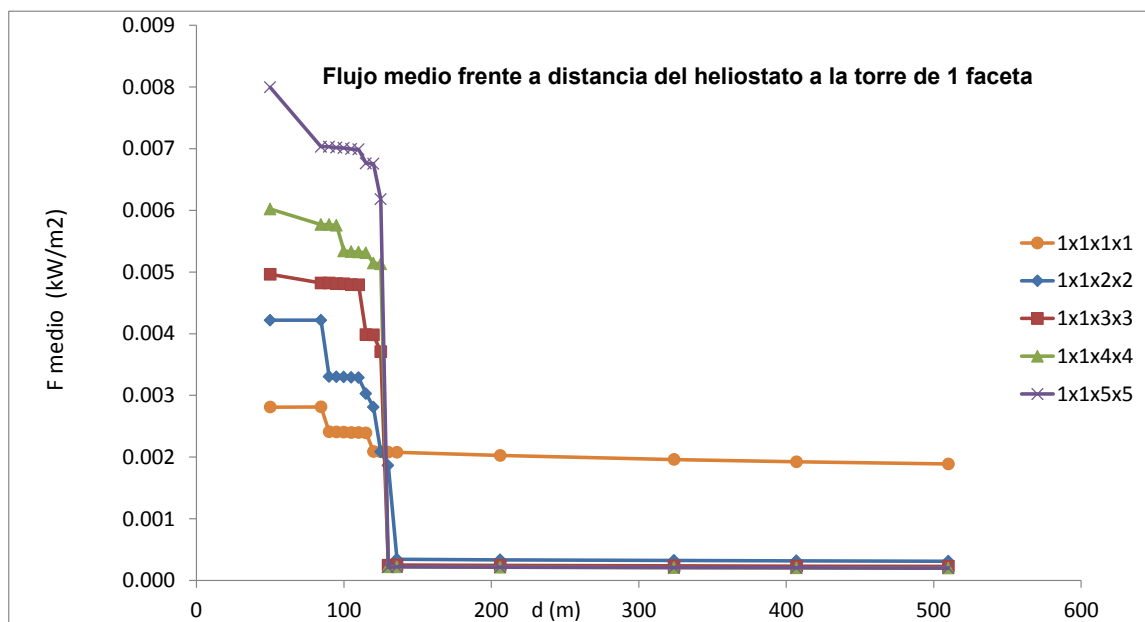


Figura 3.20 Flujo medio en función de la distancia del heliostato a la torre
Caso III: 1 faceta plana por heliostato

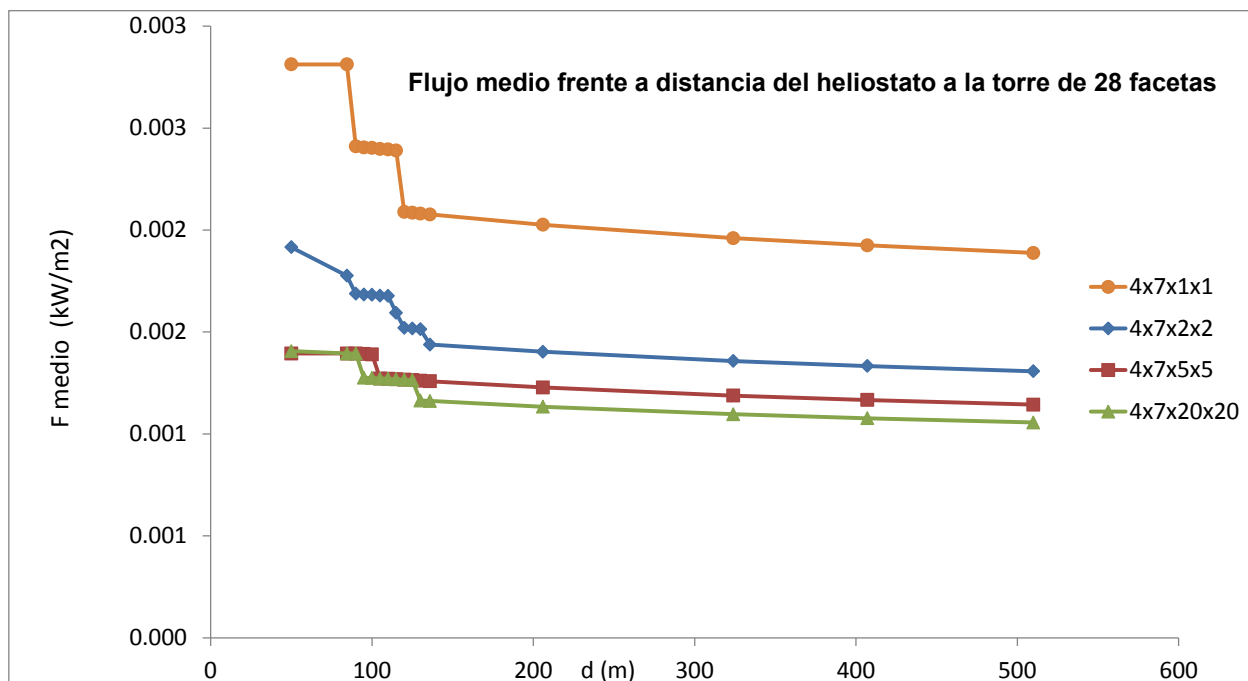


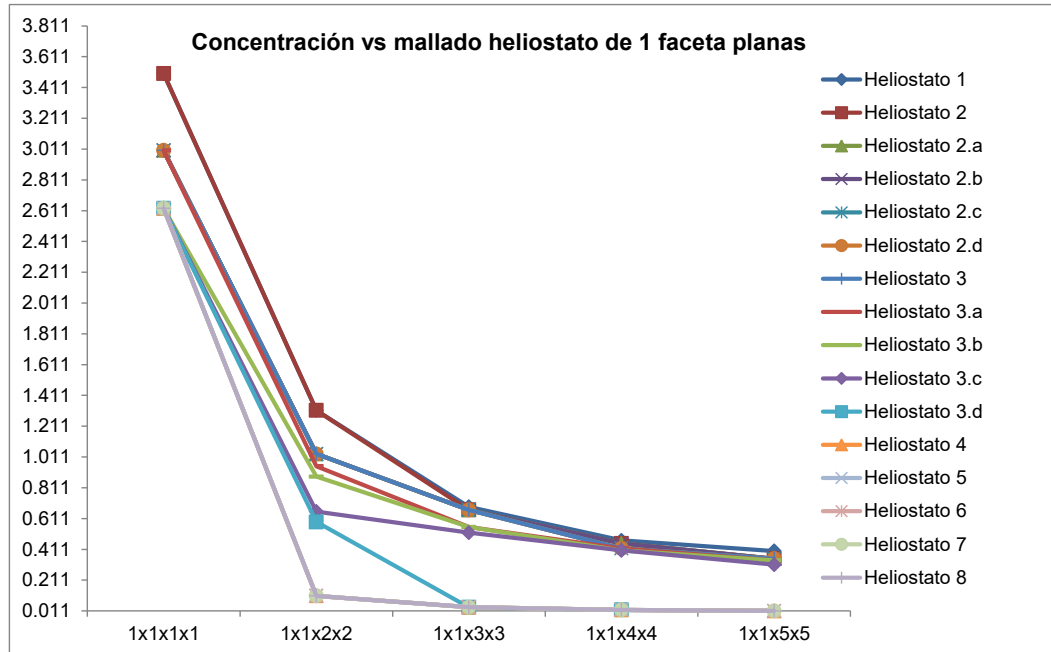
Figura 3.21 Flujo medio en función de la distancia del heliostato a la torre
Caso IV: 28 facetas planas por heliostato

En la siguiente tabla podemos ver resumidos los resultados de la concentración en función del heliostato y del mallado empleado.

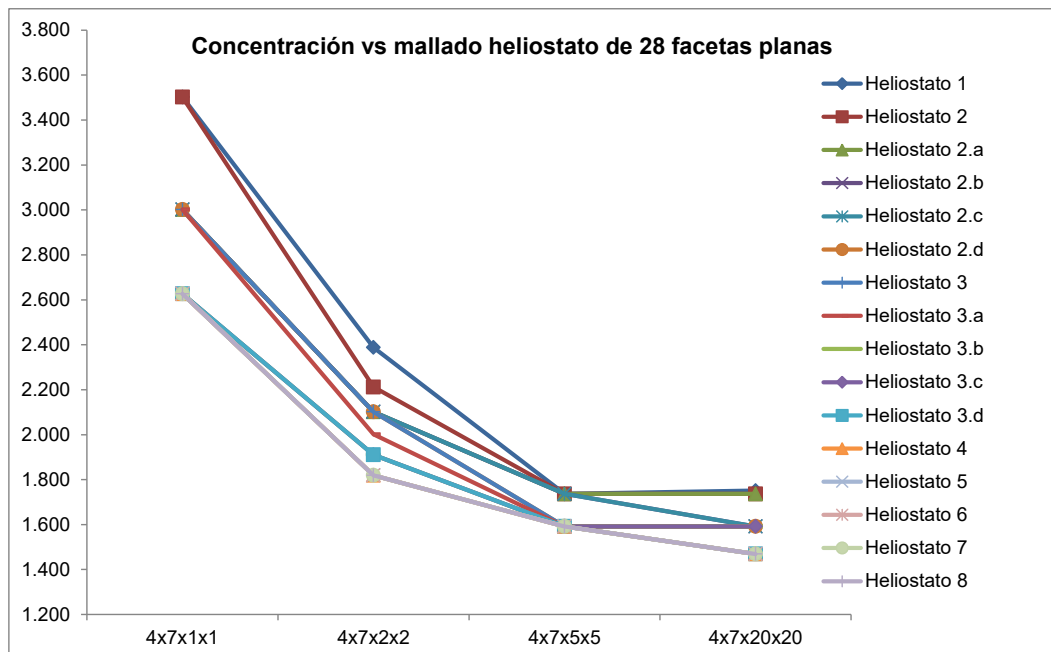
Tabla 3.5 Concentración de los heliostatos de faceta plana en función del mallado elegido

C	1x1x1x1	1x1x2x2	1x1x3x3	1x1x4x4	1x1x5x5	4x7x1x1	4x7x2x2	4x7x5x5	4x7x20x20
Heliostato 1	3.502	1.313	0.687	0.469	0.400	3.502	2.388	1.737	1.751
Heliostato 2	3.502	1.313	0.667	0.449	0.350	3.502	2.212	1.737	1.737
Heliostato 2.a	3.002	1.030	0.667	0.449	0.350	3.002	2.101	1.737	1.737
Heliostato 2.b	3.002	1.030	0.667	0.449	0.350	3.002	2.101	1.737	1.592
Heliostato 2.c	3.002	1.030	0.667	0.417	0.350	3.002	2.101	1.737	1.592
Heliostato 2.d	3.002	1.030	0.667	0.417	0.350	3.002	2.101	1.592	1.592
Heliostato 3	3.002	1.030	0.667	0.417	0.350	3.002	2.101	1.592	1.592
Heliostato 3.a	3.002	0.951	0.556	0.417	0.340	3.002	2.001	1.592	1.592
Heliostato 3.b	2.627	0.883	0.556	0.404	0.340	2.627	1.910	1.592	1.592
Heliostato 3.c	2.627	0.657	0.519	0.404	0.311	2.627	1.910	1.592	1.592
Heliostato 3.d	2.627	0.589	0.035	0.017	0.011	2.627	1.910	1.592	1.469
Heliostato 4	2.627	0.109	0.035	0.017	0.011	2.627	1.819	1.592	1.469
Heliostato 5	2.627	0.109	0.035	0.017	0.011	2.627	1.819	1.592	1.469
Heliostato 6	2.627	0.109	0.035	0.017	0.011	2.627	1.819	1.592	1.469
Heliostato 7	2.627	0.109	0.035	0.017	0.011	2.627	1.819	1.592	1.469
Heliostato 8	2.627	0.109	0.035	0.017	0.011	2.627	1.819	1.592	1.469

En este caso la concentración de los heliostatos se estabiliza a diferentes mallados dependiendo del heliostato evaluado. Podemos ver la evolución de la concentración en los gráficos que se muestran a continuación.



*Figura 3.22 Evolución de la concentración para diferentes heliostatos y mallados.
Caso III: 1 faceta plana por heliostato*



*Figura 3.23 Evolución de la concentración para diferentes heliostatos y mallados.
Caso IV: 28 facetas planas por heliostato*

En general la tendencia es a disminuir la concentración del heliostato según aumenta la distancia del heliostato a la torre, es decir cuánto más lejano es el heliostato.

Sin embargo, al contrario de lo que ocurría para el caso de facetas esféricas, en las que la concentración se mantenía constante independientemente del número de facetas representadas, para el caso de faceta plana es relevante si estamos empleando una sola faceta o 28.

Esto es debido al efecto de **canteado del heliostato**, u orientación de las normales de sus facetas. En el caso de contar con 28 facetas planas, éstas se encuentran a su vez canteadas esféricamente, es decir, que todas las facetas planas se sitúan orientadas de tal manera, que forman entre ellas una superficie esférica.

Podemos observar dicho efecto en la figura que se muestra a continuación.

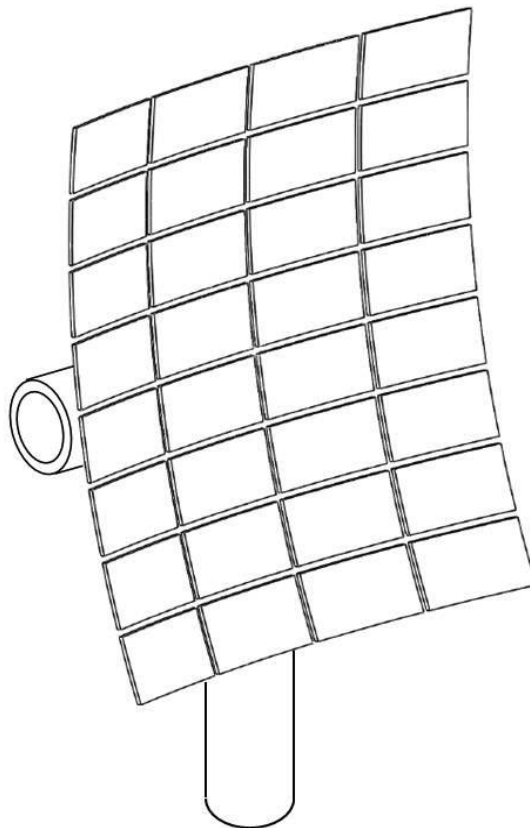


Figura 3.24 Heliostato con facetas planas canteado esféricamente

Por ello, para heliostatos de facetas planas, será importante considerar al menos un mallado 4x7. En cuanto al número de puntos por faceta, la diferencia en la concentración calculada, entre los diferentes mallados, 4x7x1x1 y 4x7x2x2, 4x7x5x5 y 4x7x0x20, es considerable, por lo que el mallado 4x7x1x1 queda descartado. Entre los mallados 4x7x2x2, 4x7x5x5 y 4x7x20x20 la diferencia de concentración es pequeña, así como la Potencia pico, Potencia media y Flujo medio por lo que para reducir los tiempos de simulación lo máximo posible, se ha elegido un mallado 4x7x2x2.

Por tanto, y puesto que éste es el caso limitante, **será el mallado 4x7x2x2, el elegido para realizar el estudio** comparativo entre facetas esféricas y facetas planas.

3.6. Conclusión

Una vez planteada la problemática de optimización del mallado del heliostato, de manera que el número de elementos sea lo suficientemente pequeño como para poder llevar a cabo las simulaciones en tiempo razonable, y al mismo tiempo lo suficientemente grande como para representar la geometría del facetado, se concluye que **el mallado 4x7x2x2** debe ser el empleado en el estudio comparativo de un campo de heliostatos con facetas esféricas y planas debido a que para el caso de faceta plana, es relevante si estamos empleando una sola faceta o 28, por lo que se selecciona el mallado 4x7, además, existe diferencia en la concentración calculada para distintos mallados por faceta, por lo que al menos se empleará un mallado 2x2 por faceta al estar los valores de concentración, potencia pico, potencia media y flujo medio, no muy alejados de los mallados 5x5 y 20x20 por faceta.

Por consiguiente, a partir de ahora, se va a considerar un campo de heliostatos cada uno de los cuales cuenta con 28 facetas, y dónde cada faceta estará dividida en cuatro secciones, contando con 4 puntos de incidencia de los rayos solares, es decir, se va a tener un conjunto de 112 puntos por heliostato.

Capítulo 4. Facetas planas y esféricas en heliostatos: estudio general y comparativo

4.1. Introducción

En este capítulo se van a presentar los resultados de la simulación de un heliostato con facetas esféricas, y otro con facetas planas, sobre un plano objetivo, “plano diana” para un instante concreto.

4.2. Condiciones de simulación

Los heliostatos que se van a considerar tienen canteo esférico, esto quiere decir que cada una de las facetas que constituyen el heliostato están configuradas de tal manera que el conjunto de todas constituyen una superficie esférica siendo la curvatura de éstas también esférica o plana.

Además, estas facetas están orientadas de tal forma que sus normales enfocan al centro geométrico del heliostato. A esto se le denomina orientación en el eje, o canteo “on – axis”, lo que hace que si los rayos incidentes fueran paralelos al eje óptico del sistema, todos los rayos reflejados alcanzarían un mismo punto denominado foco.

Dentro de este capítulo, por tanto, se va a realizar una comparación entre heliostatos canteados esféricamente con canteo tipo “on – axis”, en los que las facetas están curvadas esféricamente, con heliostatos de facetas planas dotados del mismo tipo de canteo, situado sobre el eje óptico del sistema.

Seguidamente, especificaremos las condiciones de simulación para ambos tipos de heliostatos, facetas planas y esféricas.

4.2.1. Relativos al heliostato

- Número del heliostato: se procede a simular el heliostato número 20 de la planta PS10.

- Posición del heliostato: $(X,Y,Z)=(0, 110, 5.7)$, según el sistema de coordenadas definido en el capítulo anterior donde el centro de coordenadas de posicionamiento de los heliostatos en el campo se sitúa en el centro de la torre y Z corresponde a la altura del pedestal.
- Radio de curvatura: 290.4 m
- Punto de enfoque (“aiming point”): $(X_p,Y_p,Z_p)=(0, 0, 100.5)$, según el sistema de coordenadas definido en el capítulo anterior y dónde Z_p es la altura de la torre.
- Anchura: 9.51 m
- Altura: 12.57 m
- Parámetro de activación: 1, el heliostato se considera activo.

4.2.2. Relativos a las variables temporales y la irradiancia

- Día: día juliano 81¹⁰
- Hora solar: 10:00 y 12:00
- Irradiancia normal directa (DNI): 713 y 950 W/m² respectivamente

Se elige como día para la simulación del heliostato el día típico de diseño para la planta solar, día 81 a las 12 horas, y se simula además las 10 horas solares de ese mismo día para ver la influencia del efecto coseno (debido a la inclinación de los rayos solares sobre la superficie especular) en la mancha que genera el heliostato en el receptor, tanto para el caso de facetas esféricas como el de facetas planas.

4.2.3. Relativos a la ubicación, características de la torre y configuración del heliostato

- Hemisferio: el parámetro será 1 por situarse el heliostato en el hemisferio Norte
- Latitud: 37.43° N (Sevilla, España)

¹⁰ Se considera día 1 al primero de enero y 365 al 31 de diciembre. No se tienen en cuenta los años bisiestos

- Inclínación del receptor: 0° , se suponen planos verticales sin ninguna inclinación con respecto a la horizontal.
- Radio de la torre: 3 m
- Altura óptica de la torre: THT=100.5 m
- Número de divisiones del heliostato en el eje x: 4
- Número de divisiones del heliostato en el eje y: 7
- Número de divisiones dentro de cada faceta en el eje x: 2
- Número de divisiones dentro de cada faceta en el eje y: 2
- Reflectividad de los espejos: 0.88
- Densidad de superficie especular o porcentaje de superficie espejada del heliostato: 99.1374 %
- Error forma del sol “sunshape”: 3 mrad
- Número de elementos vecinos: 30
- Curvatura de las facetas: se emplea el parámetro 1 para curvatura esférica y el parámetro 4 para plana
- Canteo: 1 para canteo esférico

4.2.4. Relativos al plano “diana”

Para el caso del estudio cualitativo del mapa de flujo tanto del heliostato 20 de PS10 como del campo completo, vamos a considerar un solo plano situado en la apertura del receptor.

- Nombre del plano: Plano diana
- Altura del receptor: se considera un plano de 20 m de altura
- Anchura del receptor: se considera un plano de 20 m de anchura
- Número de divisiones de cada plano del receptor en anchura: 95
- Número de divisiones de cada plano del receptor en altura: 95
- Coseno director de cada plano: [0,1,0]
- Punto central de cada plano: [0,0,100.5]

4.2.5. Relativos a la atenuación atmosférica

- Coeficientes de atenuación atmosférica: siendo d' el camino óptico recorrido por la irradiación desde el heliostato hasta el receptor,

expresado en kilómetros, la ecuación empleada para el cálculo del porcentaje de pérdidas por atenuación atmosférica viene dado por la siguiente expresión:

$$\% \text{ (atenuación)} = (ATM1 + ATM2 \cdot d' + ATM3 \cdot d'^2 + ATM4 \cdot d'^3) / 100; [8] \quad (4.1)$$

En este estudio se emplearán los siguientes coeficientes:

Tabla 4.1 Coeficientes de atenuación atmosférica

ATM1=0.679	ATM2=11.76	ATM3=-1.97	ATM4=0
------------	------------	------------	--------

Dichos coeficientes de atenuación atmosférica, corresponden a un emplazamiento de latitud 36.83°N, (Almería, España) [15]. Aunque nuestro emplazamiento se sitúa en Sevilla, los coeficientes mencionados se consideran adecuados, puesto que las condiciones atmosféricas en las que se encuentra la Plataforma Solar de Almería son similares a la Plataforma Solar de Sanlúcar la Mayor de Sevilla.

4.3. Análisis de resultados

En esta sección se presentan los resultados de la simulación con el heliostato 20 de la planta PS10, cantedo esféricamente, tanto con facetas esféricas como con planas según las condiciones anteriormente señaladas.

El plano “diana” elegido para realizar la simulación es un plano vertical en el punto de enfoque suficientemente grande como para que intercepte toda la irradiación reflejada por el heliostato, con el fin de observar la forma de la mancha simulada. En primer lugar, mostramos los resultados de la simulación numérica para diferentes horas del día 81 y distinto tipo de geometría facetal.

Para el caso de facetas esféricas a las 12 horas:

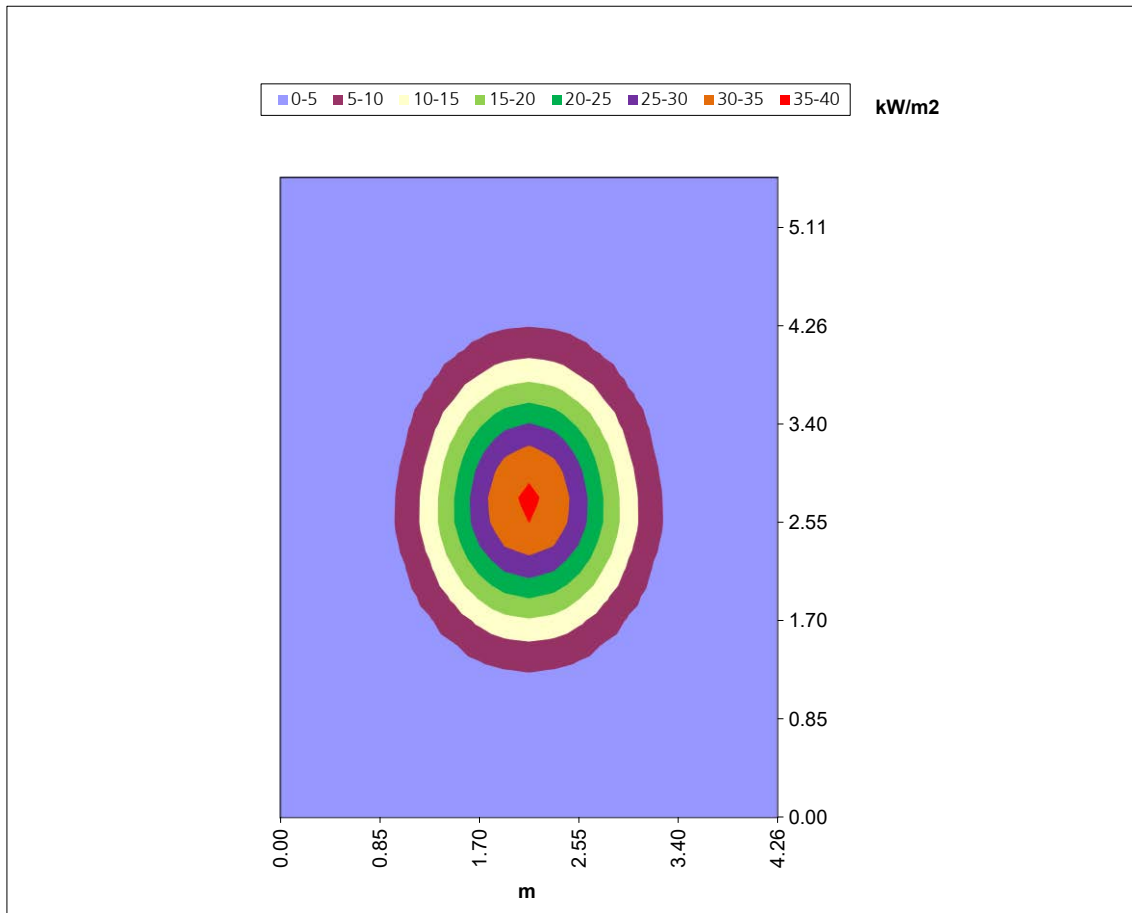


Figura 4.1 Mapa de flujo del heliostato 20 de la central PS10 con geometría de 28 facetas esféricas y mallado 4x7x2x2 para el día 81 a las 12 horas

A continuación se muestran los datos de densidad de potencia pico P_{pico} , y potencia total recibida en el plano P_{total} en megavatios térmicos (MW_t) así como el valor del factor de desbordamiento o “spillage” α .

El factor de desbordamiento, se ha calculado a partir de la relación:

$$\alpha = 100 - \frac{P_{\text{total}}}{P_{\text{reflejada}}} \quad (4.2)$$

Tabla 4.2 Datos de potencia para el heliostato 20 de la central PS10 simulando facetas esféricas y mallado 4x7x2x2 para el día 81 a las 12 horas

P_{pico} (kW/m^2)	35.93
P_{total} (MW_t)	0.09
α (%)	0.89

Simulando ahora para facetas planas, los resultados son los que se muestran en la Figura 4.2:

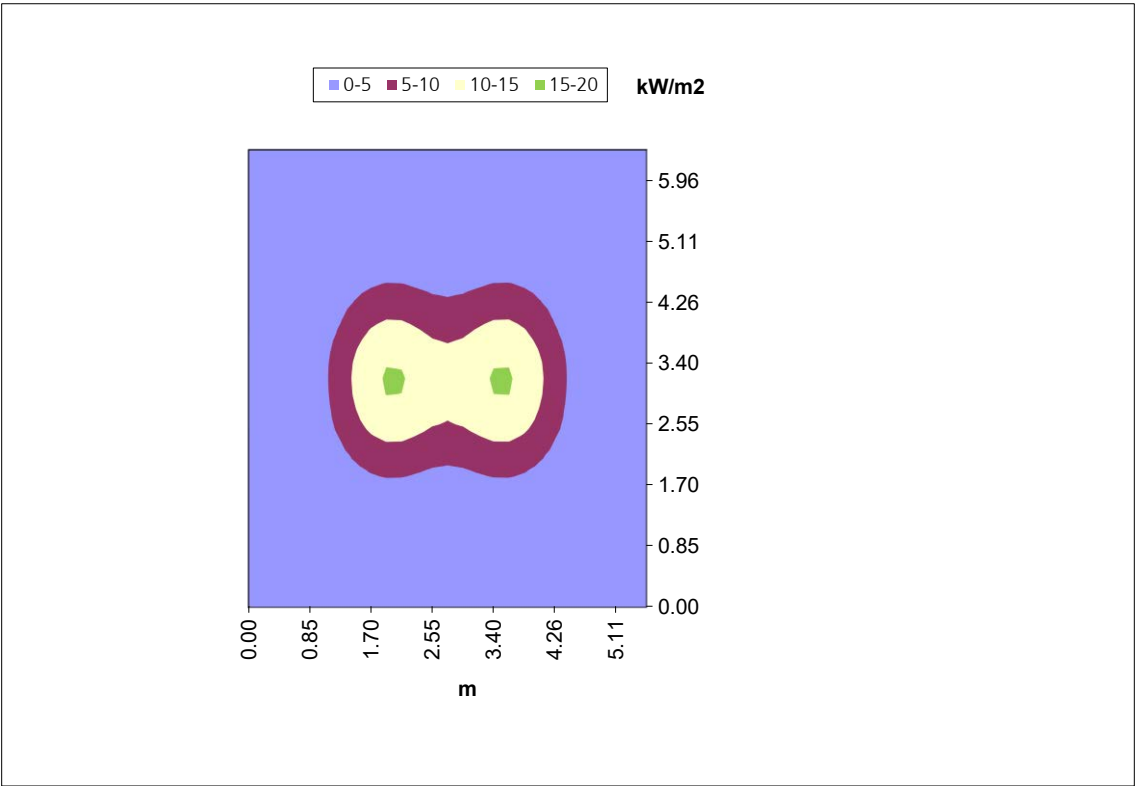


Figura 4.2 Mapa de flujo heliostato 20 de la central PS10 con geometría de 28 facetas planas y mallado 4x7x2x2 para el día 81 a las 12 horas

siendo los valores de densidad de potencia pico, potencia total y factor de desbordamiento los siguientes:

Tabla 4.3 Datos de potencia para el heliostato 20 de la central PS10 simulando 28 facetas planas y mallado 4x7x2x2 para el día 81 a las 12 horas

P _{pico} (kW/m ²)	15.40
P _{total} (MW _t)	0.09
α (%)	0.89

Cambiando la hora de simulación, 10 horas en lugar de 12 horas, el resultado obtenido es el que muestra la Figura 4.3:

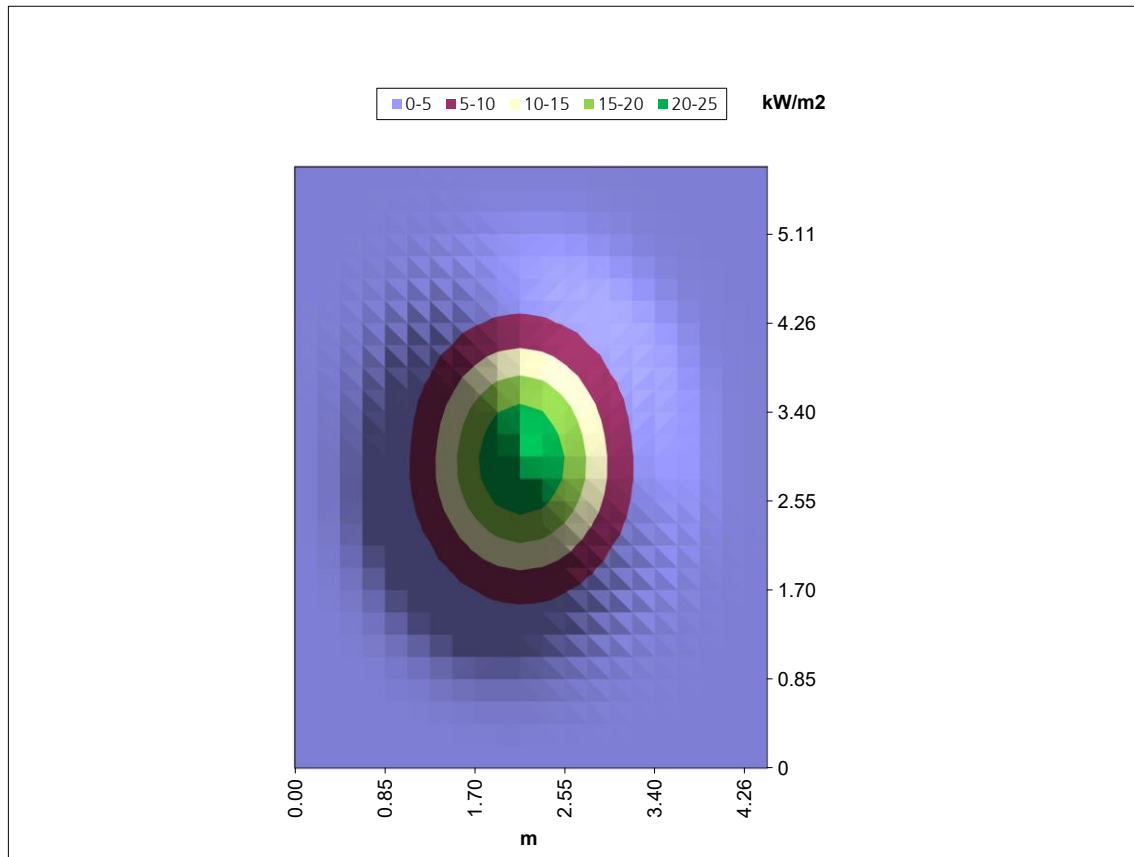


Figura 4.3 Mapa de flujo del heliostato 20 de la central PS10 con geometría de 28 facetas esféricas y mallado 4x7x2x2 para el día 81 a las 10 horas

siendo los valores de densidad de potencia pico, potencia total y factor de desbordamiento los siguientes:

Tabla 4.4 Datos de potencia para el heliostato 20 de la central PS10 simulando facetas esféricas y mallado 4x7x2x2 para el día 81 a las 10 h

$P_{\text{pico}} \text{ (kW/m}^2\text{)}$	25.01
$P_{\text{total}} \text{ (MW}_t\text{)}$	0.07
$\alpha \text{ (\%)}$	0.88

Y para el caso de facetas planas, se tiene:

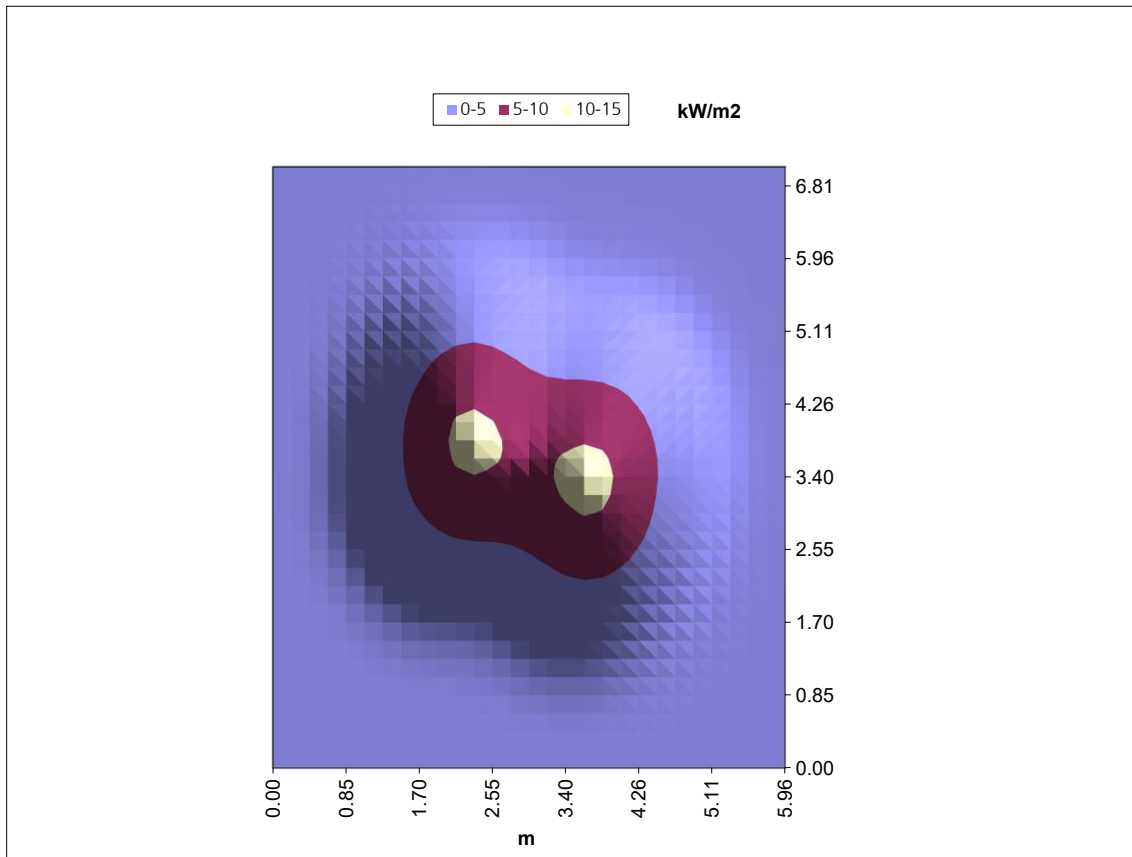


Figura 4.4 Mapa de flujo del heliostato 20 de la central PS10 con geometría de 28 facetas planas y mallado 4x7x2x2 para el día 81 a las 10 horas

donde los valores de densidad de potencia pico, potencia total y factor de desbordamiento son los siguientes:

Tabla 4.5 Datos de potencia para el heliostato 20 de la central PS10 simulando facetas planas y mallado 4x7x2x2 para el día 81 a las 10 h

P_{pico} (kW/m ²)	11.07
P_{total} (MW _t)	0.07
α (%)	0.88

4.4. Conclusiones

Podemos observar, que para el caso del heliostato con facetas planas, tanto a las 12 horas solares como a las 10, se produce un achatamiento de la solar, con un engrosamiento tanto en la parte superior como la inferior, lo que provoca un aumento del área. Debido a este aumento, la densidad de potencia pico, densidad de potencia máxima recibida en el receptor, se reduce con relación al caso de un heliostato con facetas esféricas, una reducción del 43% para las 12 horas y casi un 50% en el caso de las 10 horas.

En este caso concreto, al haber empleado un plano suficientemente grande, éste recoge casi la totalidad de la irradiación solar reflejada por ambos tipos de heliostato, siendo el factor de desbordamiento muy pequeño para ambos casos, lo que hace que la potencia media sea prácticamente la misma.

Con objeto de completar el estudio realizado, en los capítulos siguientes analizaremos la influencia del uso de facetas planas frente a las esféricas, tanto sobre el factor de desbordamiento como sobre la potencia total del receptor, para lo cual se analizarán dos ejemplos de plantas reales: PS10 y Eureka.

Capítulo 5. Campos de heliostatos: comparativa entre sistemas de facetas planas y esféricas

5.1. Introducción

En el presente capítulo, se va a proceder a analizar el efecto que el uso de facetas planas tiene sobre el comportamiento de un campo de heliostatos real como el estudiado, PS10, en comparación con el uso de facetas esféricas, tanto en diana, como sobre el receptor situado en lo alto de la torre. La comparativa se va a realizar para dos instantes concretos así como a nivel anual.

Como ya se comentó en el primer capítulo, la planta PS10, la primera a nivel comercial en el mundo con tecnología de receptor central de vapor saturado en cavidad, fue instalada en España, concretamente en Casa Quemada (37.2° Latitud), cerca de Sanlúcar la Mayor, a 15 km al oeste de la ciudad de Sevilla.

El proyecto fue promovido por la empresa Abengoa y ha logrado alcanzar una producción eléctrica anual de 19.2 GWh netos. [19]



Figura 5.1 Campo de heliostatos PS10 de Abengoa, Sanlúcar la Mayor (Sevilla).

5.2. Condiciones de simulación

Para llevar a cabo el proceso de simulación es preciso, en primer lugar, establecer las condiciones empleadas en el campo de heliostatos de PS10, tanto sobre el denominado plano “diana” (plano situado en la apertura del receptor según se ha definido en el capítulo anterior), como sobre el receptor. Dichas condiciones son:

5.2.1. Relativas al heliostato

- Número del heliostato: cada heliostato queda caracterizado por un código, que hace referencia a su posición en el campo. De acuerdo con ello, se procede a simular todos los heliostatos del campo, es decir un total de 624 heliostatos.
- Posición del heliostato: Se introducen las coordenadas de cada uno de los heliostatos del campo. A continuación puede verse el esquema de coordenadas (Figura 5.2).

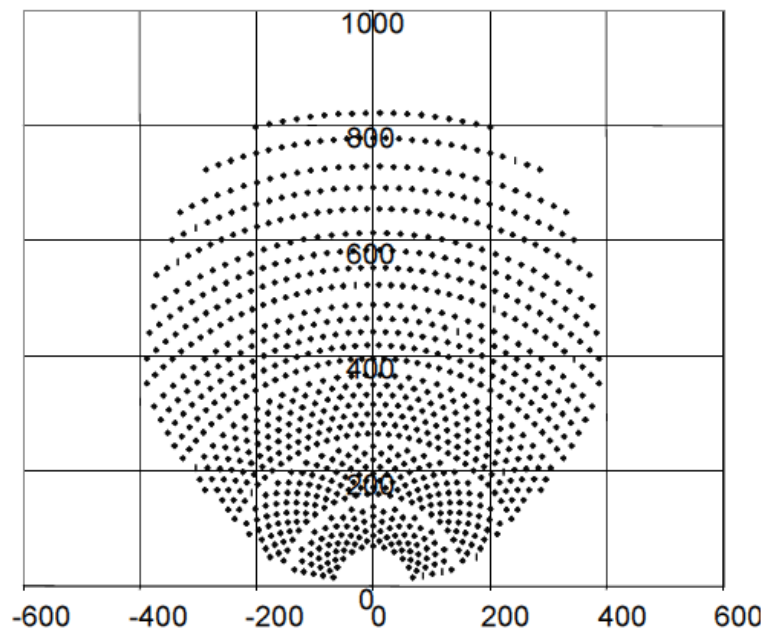


Figura 5.2 Coordenadas del campo de heliostatos de PS10 en metros [19]

- Radio de curvatura: se introduce el radio de curvatura de cada uno de los heliostatos del campo, que es calculado a partir de la siguiente formula:

$$R_{\text{curv}} = 2f = 2\sqrt{(X - X_p)^2 + (Y - Y_p)^2 + (Z - Z_p)^2} \quad (5.1)$$

donde R_{curv} es el radio de curvatura de la estructura del espejo, f la distancia focal, (X,Y,Z) las coordenadas cartesianas del centro de cada heliostato y (X_p,Y_p,Z_p) las coordenadas del punto de enfoque del campo en lo alto de la torre.

De acuerdo con las características constructivas del campo PS10, el punto de enfoque (*“aiming point”*) se corresponde con las coordenadas $(X_p,Y_p,Z_p)=(0, 0, 100.5)$. Por otra parte, la anchura y altura de cada uno de los heliostatos es de 9.51 m y 12.57 m, respectivamente.

- Parámetro de activación: 1, si el heliostato se considera activo, y 0 en caso contrario.

5.2.2. Relativas a las variables temporales y la irradiancia solar

Para el caso de las simulaciones que se van a realizar para un día específico, en dos instantes diferentes los días seleccionados han sido:

- Día: 22 de marzo (día juliano 81)
- Hora solar: 10:00 y 12:00 horas.
- Irradiancia normal directa (DNI): 713W/m² a las 10:00 y 950 W/m² a las 12:00

Se ha elegido como día para la simulación del campo solar, el día típico de diseño para la planta solar, día 81 a las 12 horas, y se ha procedido a simular, además, ese mismo día a las 10 horas solares, para ver la influencia del efecto coseno en la mancha que genera el heliostato en el receptor, tanto para el caso de facetas esféricas como el de facetas planas. (Ver Figura A.4 del Anexo A)

En el caso de un análisis anual, se selecciona un día tipo de cada mes, para poder realizar la simulación de un año tipo [20], de manera que las simulaciones son realizadas para los siguientes días y horas:

Tabla 5.1 (I) Días tipo, horas y DNI, para la simulación anual

Día	Hora	DNI (W/m ²)	Día	Hora	DNI (W/m ²)	Día	Hora	DNI (W/m ²)
17	8	40.1	45	8	0.3	74	7	134.3
17	9	216	45	9	55.8	74	8	515.3
17	10	712.3	45	10	29	74	9	687.7
17	11	742	45	11	1.1	74	10	784.3
17	12	724	45	12	0.3	74	11	847.8
17	13	238	45	13	0.5	74	12	868.9
17	14	485.8	45	14	20.6	74	13	845.3
17	15	211.3	45	15	83.5	74	14	810.8
17	16	1.7	45	16	96.1	74	15	712.5
			45	17	22.2	74	16	703
						74	17	516.3
Día	Hora	DNI (W/m ²)	Día	Hora	DNI (W/m ²)	Día	Hora	DNI (W/m ²)
105	6	47.8	135	6	4.5	161	5	11
105	7	441.4	135	7	106.1	161	6	231.8
105	8	683.6	135	8	460.2	161	7	679.7
105	9	794.8	135	9	697.4	161	8	819.8
105	10	856.6	135	10	710.8	161	9	880.1
105	11	893.2	135	11	593.1	161	10	923.3
105	12	907.8	135	12	680	161	11	939.1
105	13	902.1	135	13	510.6	161	12	933.7
105	14	878.8	135	14	493.4	161	13	945.5
105	15	859.8	135	15	168.3	161	14	962.8
105	16	821.3	135	16	272.2	161	15	933.3
105	17	708.1	135	17	138	161	16	897.8
105	18	460.1	135	18	31.8	161	17	826.8
						161	18	721.3
						161	19	476.1

Tabla 5.1 (II) Días tipo, horas y DNI, para la simulación anual

Día	Hora	DNI (W/m ²)	Día	Hora	DNI (W/m ²)	Día	Hora	DNI (W/m ²)
199	6	0.8	230	7	56.7	261	7	77.6
199	8	0.4	230	8	246.8	261	8	264.1
199	9	14.9	230	9	345.9	261	9	395.8
199	10	133.8	230	10	745.5	261	10	557.2
199	11	220.5	230	11	888.1	261	11	64.1
199	12	544.8	230	12	920.5	261	12	11.3
199	13	803	230	13	923.1	261	13	2.8
199	14	795.4	230	14	891.3	261	14	1.7
199	15	792.7	230	15	865.8	261	15	22.9
199	16	778.8	230	16	834.6	261	16	151.8
199	17	731.6	230	17	749.9	261	17	313.7
199	18	629.3	230	18	552	261	18	354.5
199	19	340.7						
Día	Hora	DNI (W/m ²)	Día	Hora	DNI (W/m ²)	Día	Hora	DNI (W/m ²)
292	8	296.5	322	8	277.3	347	8	113.5
292	9	239.7	322	9	639.4	347	9	156.7
292	10	520.9	322	10	779.7	347	10	526.1
292	11	649.9	322	11	844.8	347	11	749.1
292	12	746.3	322	12	869.1	347	12	787.9
292	13	788.9	322	13	851.6	347	13	672.2
292	14	775.8	322	14	750.3	347	14	630.5
292	15	682.9	322	15	590.8	347	15	499.7
292	16	567.3	322	16	240.5	347	16	135.5
292	17	378.1						

5.2.3. Relativas a la ubicación, características de la torre, configuración del heliostato, plano “diana” y atenuación atmosférica

Para la simulación se han utilizado las mismas condiciones que las establecidas en el capítulo anterior para la simulación del heliostato 20.

5.2.4. Relativas al receptor

Para las simulaciones sobre el receptor, se consideran las características de cada uno de los planos que constituyen el receptor del campo PS10. Dicho receptor está constituido por cuatro paneles, donde los planos centrales se

denominarán planos 1, mientras que los planos de los extremos serán los planos denominados como planos 2. Los planos situados al este serán identificados con la E, y los planos al oeste con W. Cada uno de los planos tiene de dimensiones $W_r \times H_r$ metros, formando una configuración tal que los puntos centrales de dichos planos vienen dados por las coordenadas X_c, Y_c, Z_c , y los cosenos directores de las normales a los planos vienen dados por las coordenadas V_{xc}, V_{yc}, V_{zc} . A continuación se indican los valores de las dimensiones ($W_r= 5.36$ metros; $H_r=12$ metros) y coordenadas de dichos planos para el caso del campo PS10.

Tabla 5.2 Coordenadas del centro de los planos del receptor PS10

Planos	X_c	Y_c	Z_c
Plano 2E	5.3731	3.3582	103
Plano 1E	2.6866	8.0597	103
Plano 1W	-2.6866	8.0597	103
Plano 2W	-5.3731	3.3582	103

Tabla 5.3 Cosenos directores de las normales a los planos del receptor PS10

Planos	V_{xc}	V_{yc}	V_{zc}
Plano 2E	-0.8195	0.5738	0
Plano 1E	-0.3420	0.9397	0
Plano 1W	0.3420	0.9397	0
Plano 2W	0.8195	0.5738	0

Para la simulación se ha empleado un mallado de 11x44 divisiones en cada uno de los planos.

5.3. Resultados de la simulación para un instante dado

5.3.1. Campo de heliostatos PS10 sobre el plano diana

Seguidamente, mostraremos los resultados de la simulación de todos los heliostatos del campo PS10, incidiendo sobre el plano diana, tanto para facetas esféricas como para facetas planas.

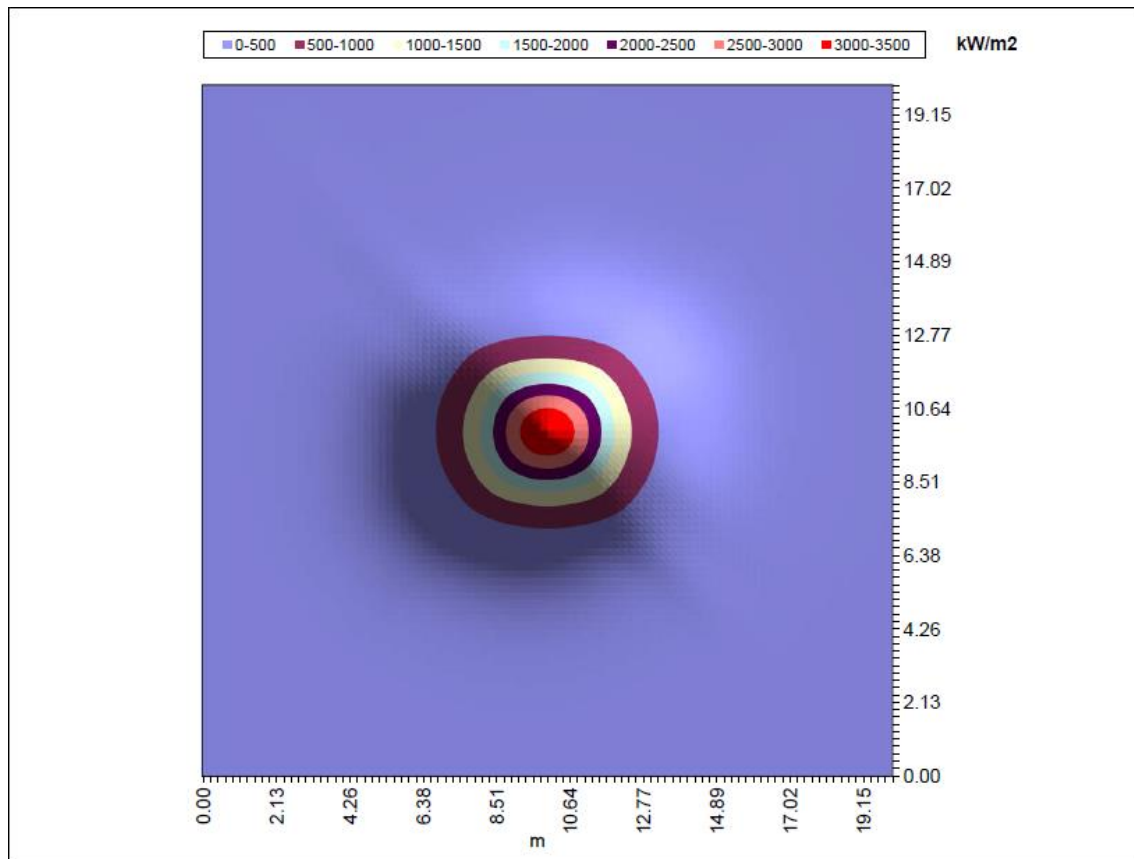


Figura 5.3 Mapa de flujo de los heliostatos del campo PS10 con facetas esféricas en un plano situado en el punto de enfoque el día 81 a las 12 horas y mallado 4x7x2x2

Como ya se ha explicado en capítulos anteriores, los dos primeros dígitos del código del mallado se corresponden con el número real de facetas que constituyen cada uno de los heliostatos, esto es, 4x7 indica que hay 28 facetas, en tanto que los últimos dos dígitos representan el mallado de la simulación, es decir, 2x2 corresponde a un mallado de 4 puntos por cada faceta, siendo los valores de densidad de potencia pico, potencia total y factor de desbordamiento los siguientes:

Tabla 5.4 Potencia total, densidad de potencia pico y desbordamiento de los heliostatos del campo PS10 con facetas esféricas en diana el día 81 a las 12 horas

P_{pico} (kW/m ²)	3440.19
P_{total} (MW _t)	53.83
Desbordamiento α (%)	0.88

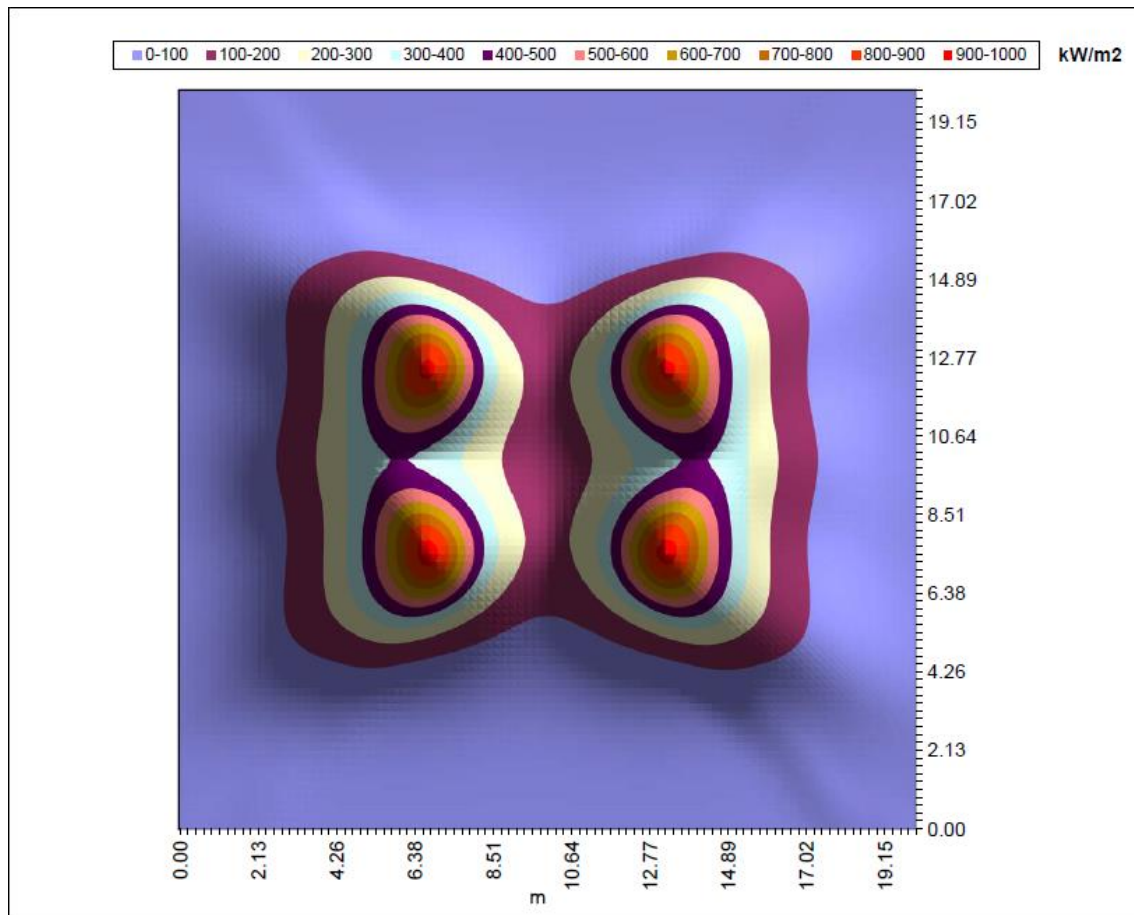


Figura 5.4 Mapa de flujo de los heliostatos del campo PS10 con facetas planas en un plano situado en el punto de enfoque día 81 a las 12 horas y mallado 4x7x2x2

donde los valores de densidad de potencia pico, potencia total y factor de desbordamiento se muestran en la Tabla 5.5

Tabla 5.5 Potencia total, densidad de potencia pico y desbordamiento de los heliostatos de PS10 con facetas planas en diana el día 81 a las 12 horas

P_{pico} (kW/m ²)	936.50
P_{total} (MW _t)	53.22
Desbordamiento α (%)	2.01

Entre las principales conclusiones que se obtienen del estudio comparativo de ambos casos podemos mencionar las siguientes:

- El mapa de flujo, resultante de la irradiación reflejada por todos los heliostatos del campo, muestra, de nuevo, un achatamiento de la mancha.

- La densidad de potencia pico se ve considerablemente reducida en el caso de emplear facetas planas, concretamente se da una reducción del 72.8%, mientras que la potencia total apenas se ve disminuida, únicamente en un 1.13%.
- El factor de desbordamiento se ve incrementado considerablemente por el hecho de sustituir facetas esféricas por facetas planas, pasando de un 0.88 % a un 2.01 %, lo que supone un incremento relativo del 56.2 %. Esto se debe fundamentalmente a que las facetas planas no tienen la capacidad óptica de concentración con la que cuentan las facetas esféricas (ver Anexo A).

5.3.2. Campo de heliostatos PS10 sobre el plano receptor

Seguidamente, mostramos los resultados de la simulación de todos los heliostatos del campo de PS10, incidiendo sobre el plano receptor, tanto para facetas esféricas como para facetas planas.

En las simulaciones realizadas, se han utilizado datos reales del receptor de PS10, el cual está constituido por 4 planos, todos verticales, formando entre ellos una configuración “semicircular” incidiendo los rayos del campo de heliostatos directamente sobre ellos, sin tener en cuenta la existencia de una superficie de apertura (ver Figura 5.5)

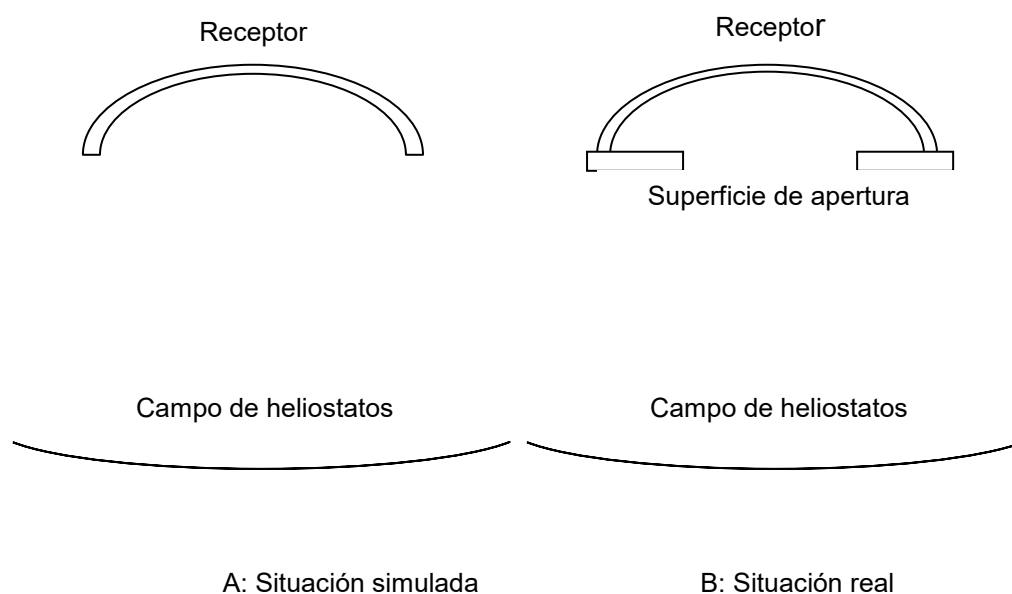


Figura 5.5 Esquema de configuración del sistema campo-receptor

Nuestros heliostatos cuentan con 28 facetas (4x7), y se han simulado cuatro puntos (2x2) por faceta, con un total de 112 puntos por heliostato, con el fin de poder caracterizar éste al máximo (mallado 4x7x2x2).

Los resultados del proceso de simulación antes detallado para este día y hora son los que se muestran a continuación.

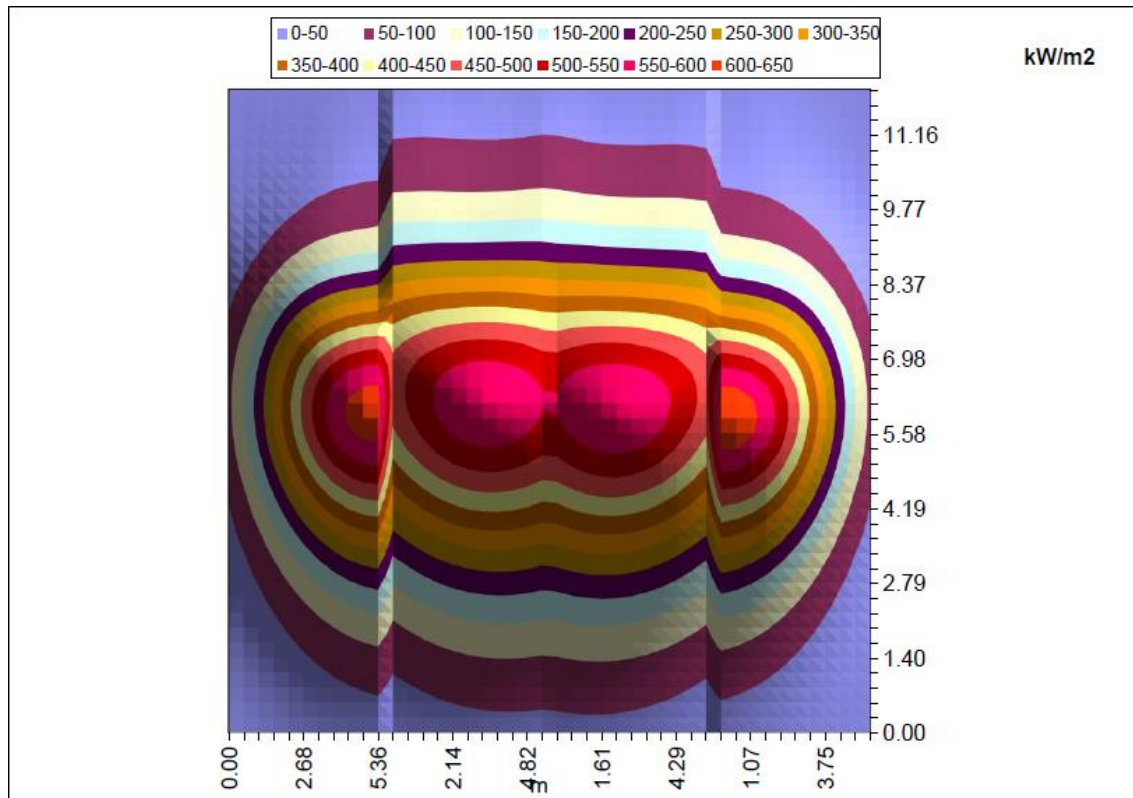


Figura 5.6 Mapa de flujo en el receptor del campo de heliostatos de PS10 con facetas esféricas día 81 a las 12 horas

Y donde los valores de densidad de potencia pico, potencia total y factor de desbordamiento que se han obtenido han sido los siguientes:

Tabla 5.6 Potencia total y por panel, densidad de potencia máxima total y por panel y desbordamiento de los heliostatos del campo PS10 con facetas esféricas en el receptor el día 81 a las 12 horas

	Plano 2E	Plano 1E	Plano 1W	Plano 2W
$P_{\text{pico panel}} \text{ (kW/m}^2\text{)}$	624.16	592.08	596.76	632.98
$P_{\text{panel}} \text{ (MW}_t\text{)}$	10.43	16.39	16.41	10.43
$P_{\text{pico}} \text{ (kW/m}^2\text{)}$	624.16			
$P_{\text{total}} \text{ (MW}_t\text{)}$	53.68			
Desbordamiento α (%)	1.14			

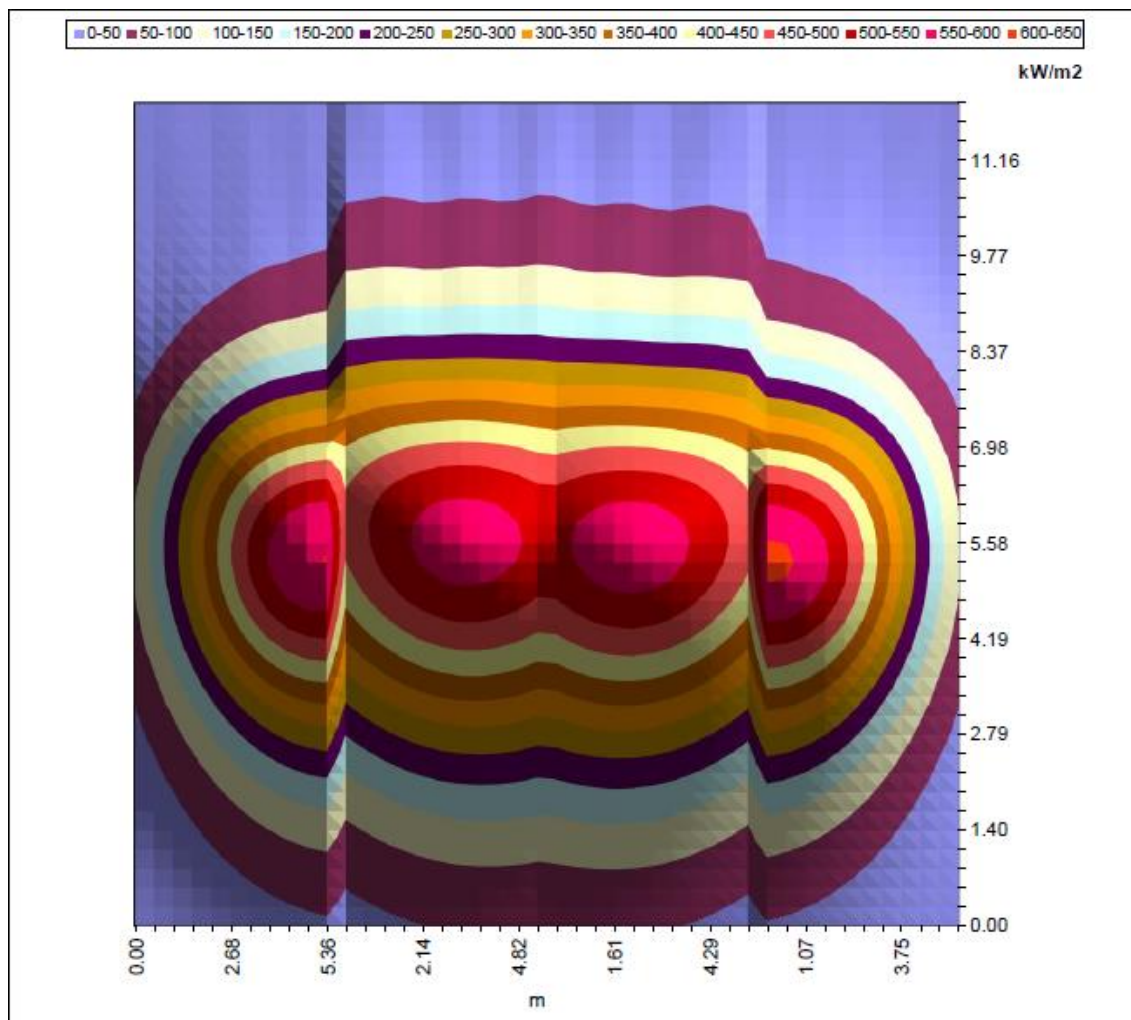


Figura 5.7 Mapa de flujo en el receptor del campo de heliostatos de PS10 con facetas planas el día 81 a las 12 horas

siendo los valores de densidad de potencia pico, potencia total y factor de desbordamiento que se han obtenido los siguientes:

Tabla 5.7 Potencia total y por panel, densidad de potencia máxima total y por panel y desbordamiento de los heliostatos del campo PS10 con facetas planas en el receptor el día 81 a las 12 horas

	Plano 2E	Plano 1E	Plano 1W	Plano 2W
$P_{\text{picopanel}} \text{ (kW/m}^2\text{)}$	600.61	575.46	578.92	608.09
$P_{\text{totalpanel}} \text{ (MW}_t\text{)}$	10.39	16.07	16.05	10.38
$P_{\text{pico}} \text{ (kW/m}^2\text{)}$	608.09			
$P_{\text{total}} \text{ (MW}_t\text{)}$	52.92			
Desbordamiento α (%)	1.60			

Comparando los resultados obtenidos para ambos casos, facetas planas y esféricas, se puede observar que el factor de desbordamiento ha crecido al utilizar facetas planas, en tanto que la potencia total y la densidad de potencia pico han disminuido. Si bien las diferencias para la potencia total y la densidad de potencia pico son reducidas, el aumento relativo en el caso del factor de desbordamiento es considerable, un 28.75%. A continuación incluimos los resultados de las simulaciones para el día 81 a las 10 horas.

Para el caso de las 10 horas, los resultados del proceso de simulación son los indicados en las figuras y tablas que se muestran a continuación.

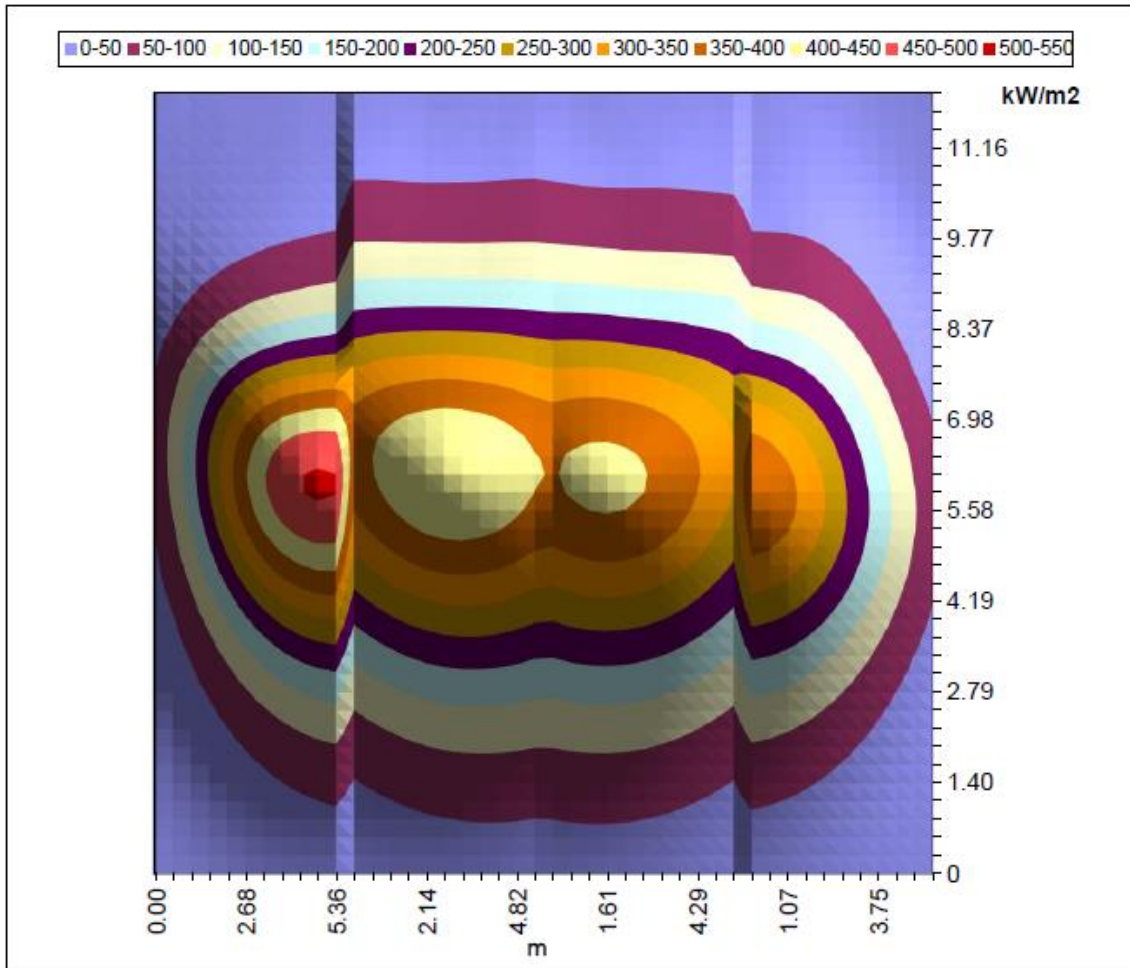


Figura 5.8 Mapa de flujo en el receptor del campo de heliostatos del campo PS10 con facetas esféricas el día 81 a las 10 horas

Los valores de densidad de potencia pico, potencia total y factor de desbordamiento que se han obtenido han sido los siguientes:

Tabla 5.8 Potencia total y por panel, densidad de potencia máxima total y por panel y desbordamiento de los heliostatos del campo PS10 con facetas esféricas en el receptor el día 81 a las 10 horas

	Plano 2E	Plano 1E	Plano 1W	Plano 2W
$P_{\text{picopanel}} \text{ (kW/m}^2\text{)}$	505.01	448.28	413.41	392.05
$P_{\text{totalpanel}} \text{ (MW}_t\text{)}$	8.34	12.42	11.43	6.75
$P_{\text{pico}} \text{ (kW/m}^2\text{)}$	505.01			
$P_{\text{total}} \text{ (MW}_t\text{)}$	38.94			
Desbordamiento α (%)	1.34			

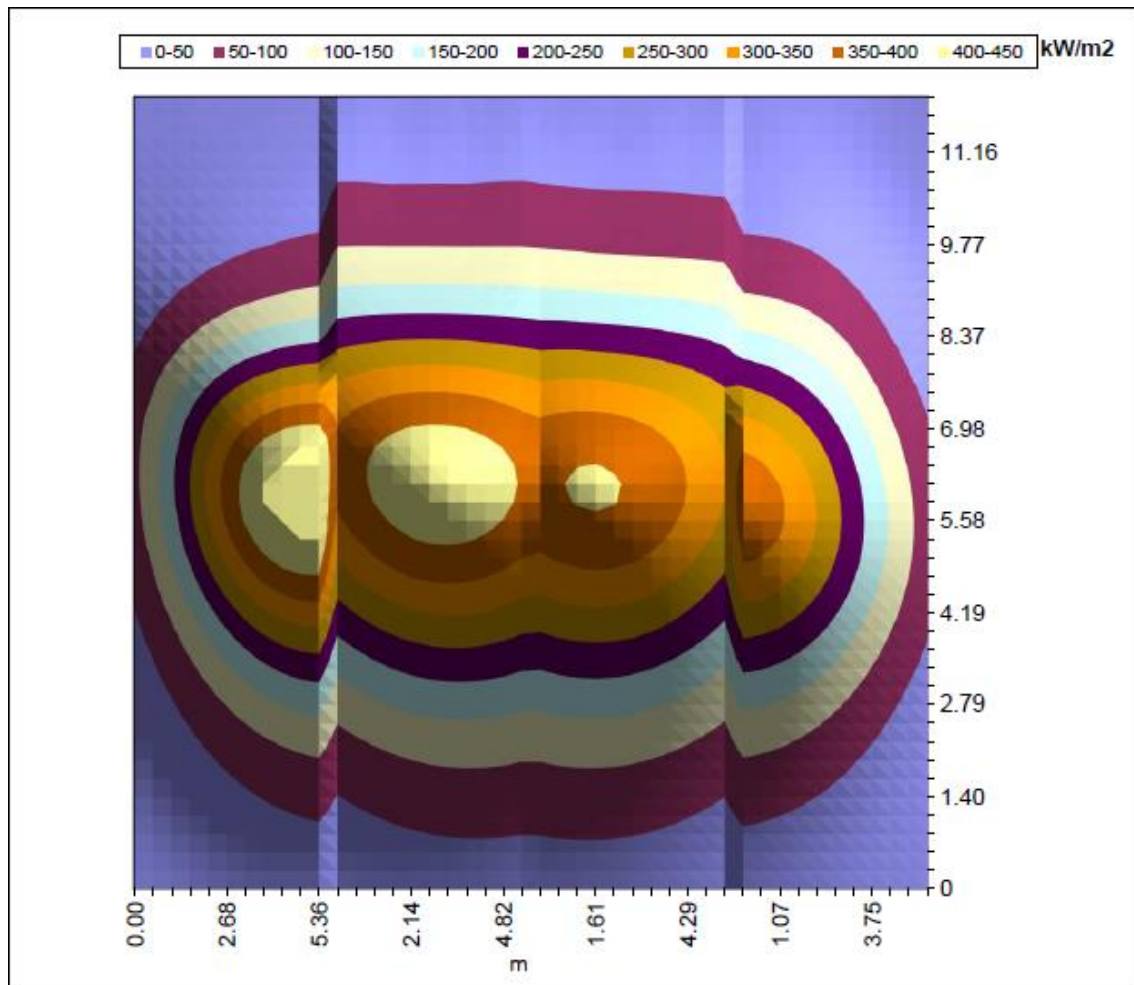


Figura 5.9 Mapa de flujo en el receptor del campo de heliostatos del campo PS10 con facetas planas el día 81 a las 10 horas

Tabla 5.9 Potencia total y por panel, densidad de potencia máxima total y por panel y desbordamiento de los heliostatos del campo PS10 con facetas planas en el receptor el día 81 a las 10 horas

	Plano 2E	Plano 1E	Plano 1W	Plano 2W
$P_{\text{picopanel}} \text{ (kW/m}^2\text{)}$	487.09	439.72	407.26	384.25
$P_{\text{totapanel}} \text{ (MW}_t\text{)}$	8.32	12.32	11.38	6.81
$P_{\text{panel}} \text{ (MW}_t\text{)}$	38.84			
$P_{\text{pico}} \text{ (kW/m}^2\text{)}$	487.09			
Desbordamiento α (%)	1.60			

En este caso, comparando la simulación de facetas esféricas con las planas, vemos que se produce un incremento del desbordamiento, inferior al generado para las 12 h, con una variación porcentual del 16.25%, cuando se usan

facetas planas, en tanto que la potencia total disminuye, al igual que a las 12 h, si bien una cantidad menor (0.26% frente a 1.42%).

En cuanto a la potencia pico pasa de 505.01 kW/m² a 487.09 kW/m² lo que supone una reducción del 3.55%, en este caso superior a la mostrada para las 12 horas (2.57%).

A continuación se incluyen las tablas resumen de los datos obtenidos para las dos simulaciones realizadas.

Tabla 5.10 Comparación entre los datos de desbordamiento para el campo PS10 con facetas esféricas o planas en el receptor el día 81 a las 12 y 10 horas

Día	Hora	Desbordamiento α (%) (facetas esféricas)	Desbordamiento α (%) (facetas planas)	Incremento (%)
81	12	1.14	1.60	28.75
81	10	1.34	1.60	16.25

Tabla 5.11 Comparación entre los datos de potencia total para el campo PS10 con facetas esféricas o planas en el receptor el día 81 a las 12 y 10 horas

Día	Hora	P _{total} (MW _t) (facetas esféricas)	P _{total} (MW _t) (facetas planas)	Disminución (%)
81	12	53.68	52.92	1.42
81	10	38.94	38.84	0.26

Tabla 5.12 Comparación entre los datos de densidad de potencia pico para el campo PS10 con facetas esféricas o planas en el receptor el día 81 a las 12 y 10 horas

Día	Hora	P _{pico} (kW/m ²) (facetas esféricas)	P _{pico} (kW/m ²) (facetas planas)	Disminución (%)
81	12	624.16	608.09	2.57
81	10	505.01	487.09	3.55

Como era de esperar, el desbordamiento cuando se utilizan facetas esféricas, para el caso de las 10 horas, se ve incrementado con respecto al de las 12 horas, debido a los efectos astigmáticos, que dependen del efecto coseno, el cual crece a medida que nos alejamos del mediodía solar; sin embargo, para el caso de facetas planas, el desbordamiento es el mismo en ambos casos puesto que el efecto astigmático no se produce en superficies planas.

Por otro lado, debemos tener en cuenta que este estudio se basa en simulaciones teóricas, y que la situación real nos muestra que los desbordamientos son bastante mayores a los simulados, por lo que este estudio debe tenerse en consideración únicamente desde un punto de vista comparativo.

En el caso de la potencia total que recoge el receptor, la tendencia nos indica que a mediodía solar el uso de facetas esféricas da lugar a un incremento de dicha potencia, si bien dicho incremento es poco significativo, apenas un 1.42%, en tanto que a medida que nos alejamos del mediodía, 10 horas, el incremento es prácticamente insignificante, 0.26%. Por tanto, desde el punto de vista de la potencia total en el receptor, para el día 81, la simulación muestra que el uso de facetas esféricas apenas aporta ventajas respecto al empleo de facetas planas.

En lo que se refiere a la densidad de potencia pico en el receptor, tanto para las 12 horas como para las 10 horas, se produce una disminución de ésta al emplear facetas planas frente a esféricas. Esta disminución es además más acusada a las 10 horas que a las 12 horas puesto que las facetas planas no cuentan con la capacidad de concentración y la superposición de los rayos solares reflejados es menor cuanto mayor es ángulo de incidencia del Sol, es decir cuanto mayor es el efecto coseno. Esto supone una ventaja a la hora de diseñar el receptor, puesto que para éste son deseables valores de densidad de potencia pico lo más bajos posibles, con el fin que la variación de flujo térmico sea lo menor posible, de manera que los materiales no sufran puntos calientes, es decir zonas del receptor con gran estrés térmico debido a que el incremento de la temperatura es muy elevado con respecto a las zonas contiguas por las diferencias locales de densidad de flujo. Esto se puede comprobar a partir de las simulaciones viendo que los mapas de flujo en el receptor no son homogéneos, lo que indica la presencia de dichas variaciones.

Una vez estudiadas las diferencias en los mapas de flujo para los campos solares en el receptor, tanto a nivel local como temporal, se procederá seguidamente a analizar las diferencias para el campo de heliostatos PS10 con facetas esféricas o planas, para un año tipo.

5.4. Análisis anual del campo de heliostatos por filas

En esta sección vamos a proceder a realizar una serie de simulaciones, con el objetivo de analizar el comportamiento de cada una de las filas del campo PS10 comparando el uso de heliostatos con facetas esféricas y planas. Para ello, en primer lugar, se han aislado los heliostatos que corresponden a cada fila, y se han seleccionado las siguientes filas para estudio, 1 (primera), 3, 6, 10, 13, 15 (intermedia), 20, 24, 28, 29, 30 y 31 (última), así como dos filas ficticias que denominaremos fila 32 y 33 que nos ayudarán a entender el comportamiento de los heliostatos más allá de la última fila del campo.

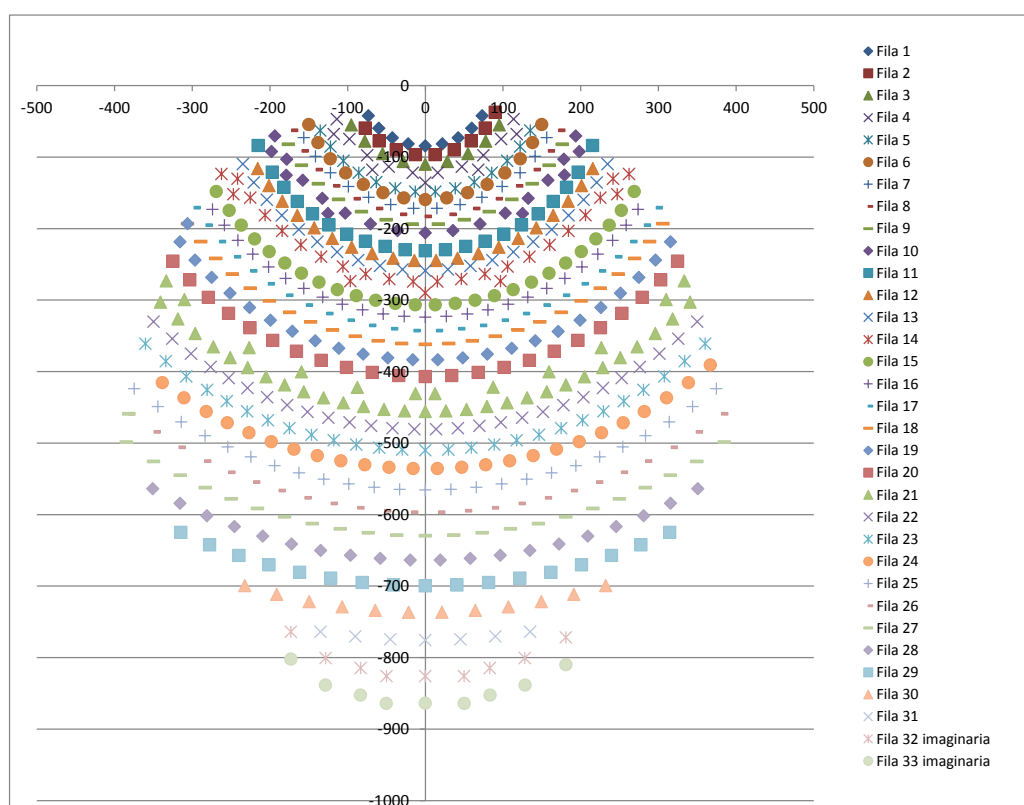


Figura 5.10 Definición de filas del campo PS10

Las simulaciones, van a ser realizadas empleando el año tipo que ha sido definido anteriormente. En el proceso de simulación obtendremos los valores de los parámetros de interés para cada una de las filas del campo, en un intervalo comprendido entre las 5 y las 19 horas, obteniéndose así un valor promedio de la potencia total, desbordamiento y densidad de potencia pico de

los valores calculados para cada una de las horas de dicho intervalo en cada uno de los días del año tipo.

Las tablas que se muestran a continuación reflejan los resultados correspondientes a la simulación de las filas 1, 15 y 31, situadas a una distancia aproximada de la torre de 254 m, 642 m, y 1562 m, respectivamente. Se han elegido estas filas y las ya mencionadas anteriormente, para poder establecer el patrón de comportamiento de los parámetros característicos estudiados, potencia generada, densidad de potencia pico y factor de desbordamiento, sin que el estudio suponga un considerable esfuerzo de cálculo como sucedería si se analizaran todas y cada una de las filas de heliostatos del campo solar.

5.4.1. Caso A: fila 1

El valor de la potencia total, densidad de potencia pico y desbordamiento para cada día y hora del año que hemos considerado como año tipo, ha sido obtenido a partir de la simulación del mapa de flujo generado sobre el receptor, tanto para heliostatos con facetas esféricas como facetas planas.

A modo de ejemplo se incluye el mapa de flujo correspondiente al día 74 a las 10 y 12 horas tanto para facetas esféricas como para facetas planas.

A continuación en las Figuras 5.14 y 5.15 se representan los mapas de flujo del campo PS10 sobre el receptor para el día 74 a las 10 horas.

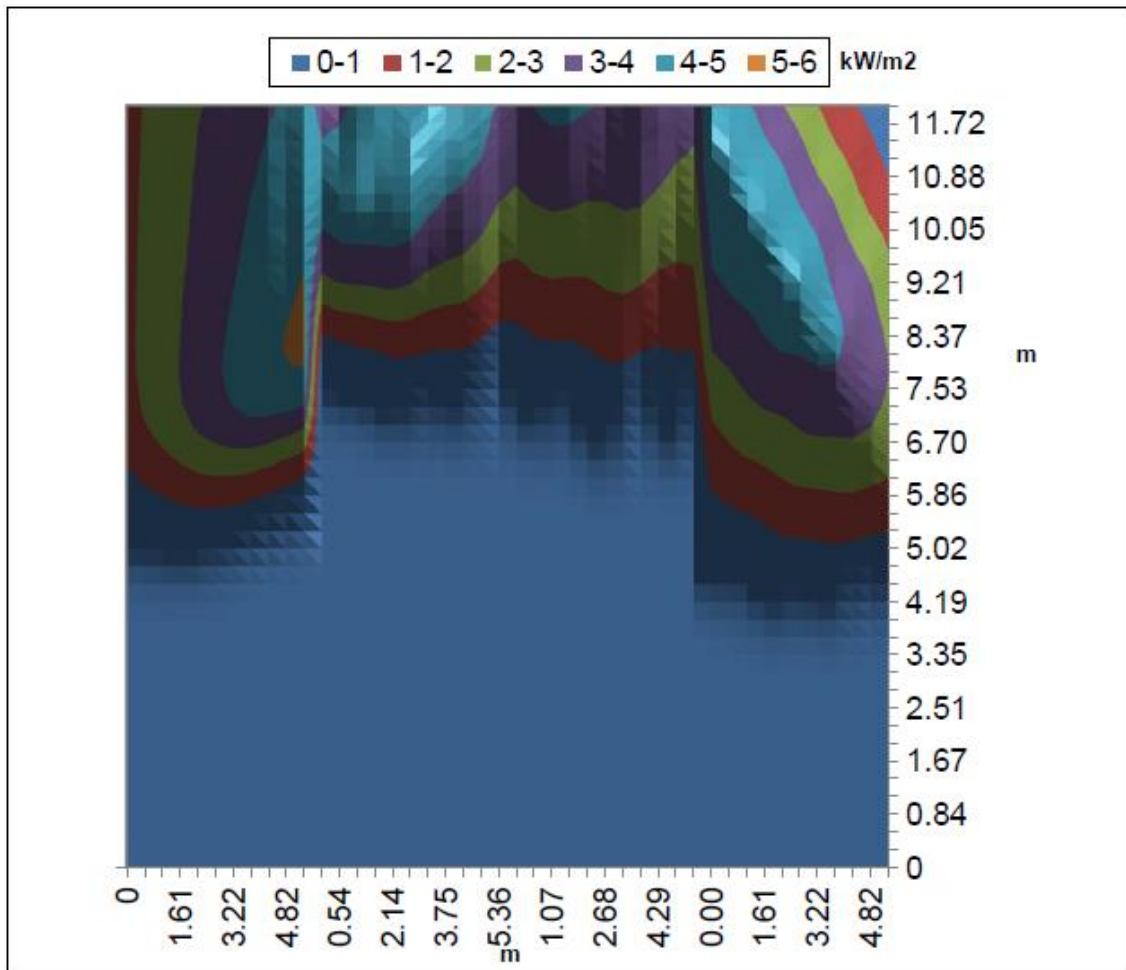


Figura 5.11 Mapa de flujo para la primera fila de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas esféricas, el día 74 a las 10 horas

Tabla 5.13 Densidad de potencia pico, potencia total y factor de desbordamiento sobre receptor para heliostatos de la fila 1 con facetas esféricas, día 74 a las 10 horas

P_{pico} (kW/m ²)	5.23
P_{total} (MW _t)	0.35
Desbordamiento α (%)	48.69

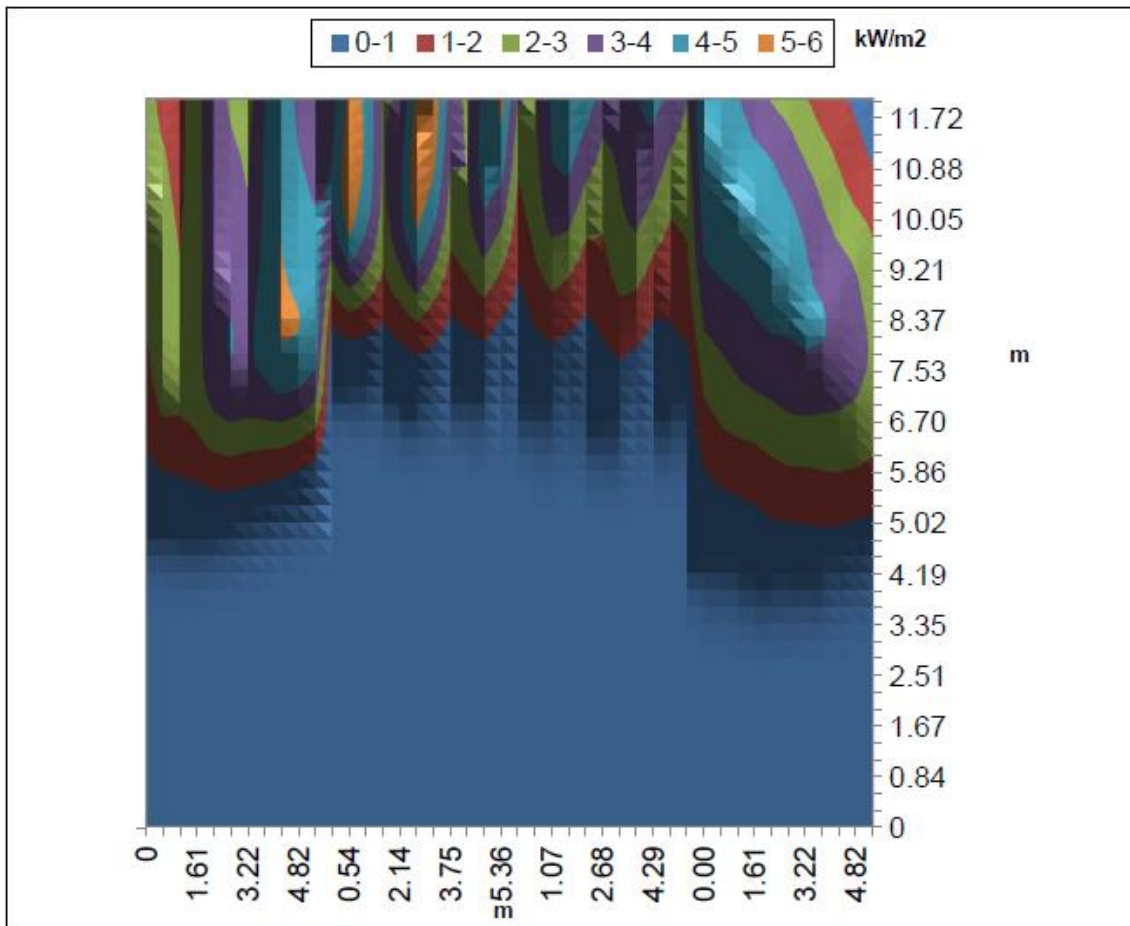


Figura 5.12 Mapa de flujo para la primera fila de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas planas, el día 74 a las 10 horas

Tabla 5.14 Densidad de potencia pico, potencia total y desbordamiento de la fila 1 de heliostatos del campo PS10 con facetas planas sobre el receptor el día 74 a las 10 horas

P_{pico} (kW/m ²)	5.80
P_{total} (MW _t)	0.35
Desbordamiento α (%)	48.36

Para el caso de la primera fila, vemos que los valores de desbordamiento son muy altos en ambos casos, lo que se debe al reducido factor de forma o de visión (ver Anexo A) de dichos heliostatos respecto al receptor, dando lugar a un desplazamiento del mapa de flujo hacia la parte alta del receptor quedando fuera de éste gran parte de la mancha solar correspondiente a la potencia concentrada. Sin embargo, y debido a dicho factor de forma, apenas existe diferencia apreciable entre el factor de desbordamiento para facetas esféricas o

planas, dado que para dichos valores del factor de forma, el efecto de astigmatismo que afecta a las superficies esféricas apenas tiene relevancia. La ligera diferencia existente, 0.67%, se achaca al achatamiento de la mancha para facetas planas, que permite la entrada en el receptor de más potencia que en el caso de facetas esféricas.

Por otro lado, se aprecia que la potencia total se mantiene invariable puesto que el acusado factor de forma se ve contrarrestado por el achatamiento de la mancha solar en el caso de las facetas planas, y que la densidad de potencia pico aumenta ligeramente con el uso de las facetas planas (un aumento del 9.8%), debido, de nuevo, al achatamiento de la mancha, lo que provoca que la parte central de dicha mancha, que contiene los valores de densidad de potencia máximos, caiga dentro del receptor para el caso de heliostatos de facetas planas, a diferencia del caso de heliostatos con facetas esféricas, donde dicha zona central no es recogida por el receptor, debido al acusado factor de forma que experimenta la primera fila (Ver Anexo A).

En el caso de las 12 h, los resultados obtenidos son los que muestran las Figuras 5.16 y 5.17 así como las tablas 5.17 y 5.18.

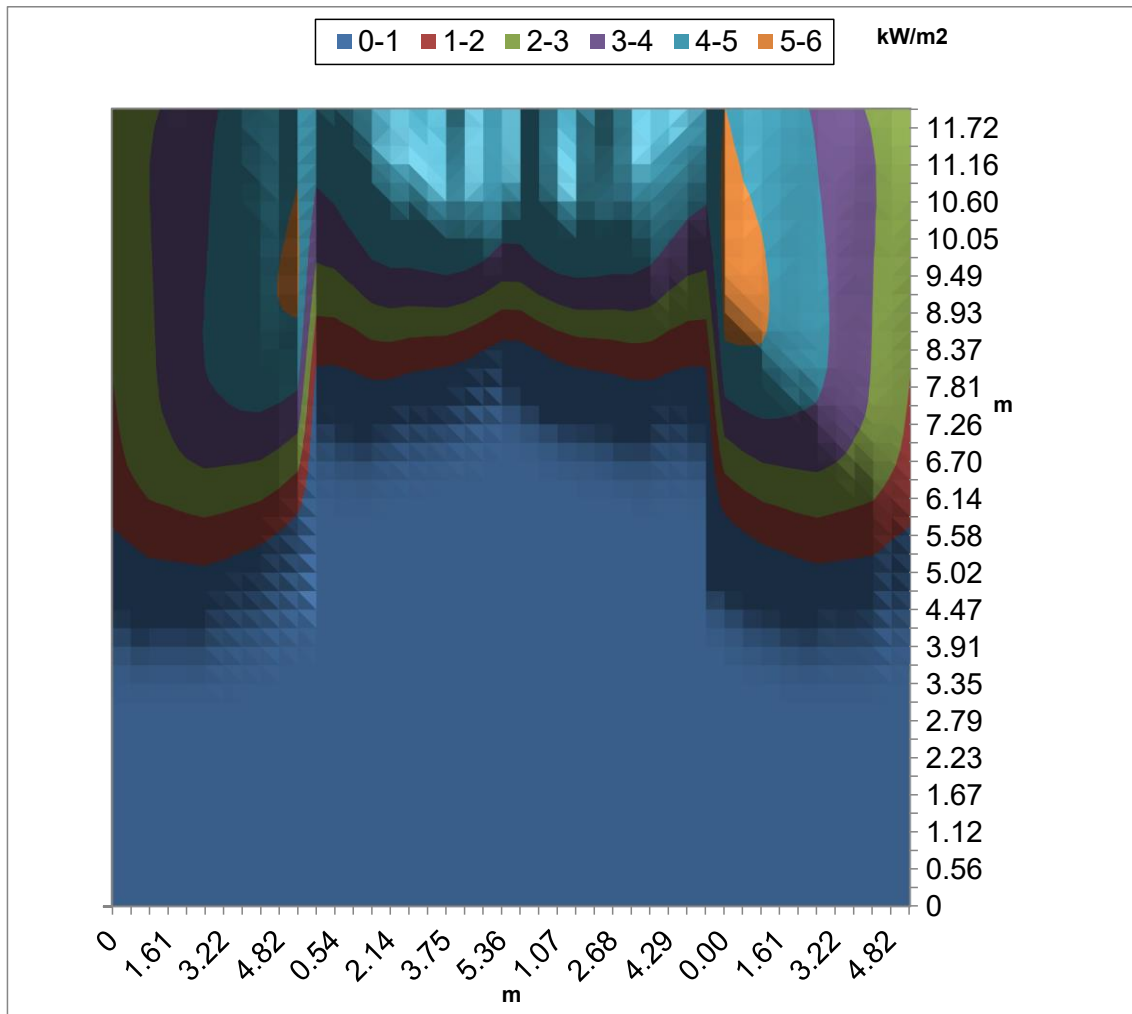


Figura 5.13 Mapa de flujo para la primera fila de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas esféricas, el día 74 a las 12 horas

Tabla 5.15 Densidad de potencia pico, potencia total y desbordamiento de la fila 1 de heliostatos del campo PS10 con facetas esféricas sobre el receptor el día 74 a las 12 horas

P_{pico} (kW/m ²)	5.37
P_{total} (MW _t)	0.40
Desbordamiento α (%)	48.11

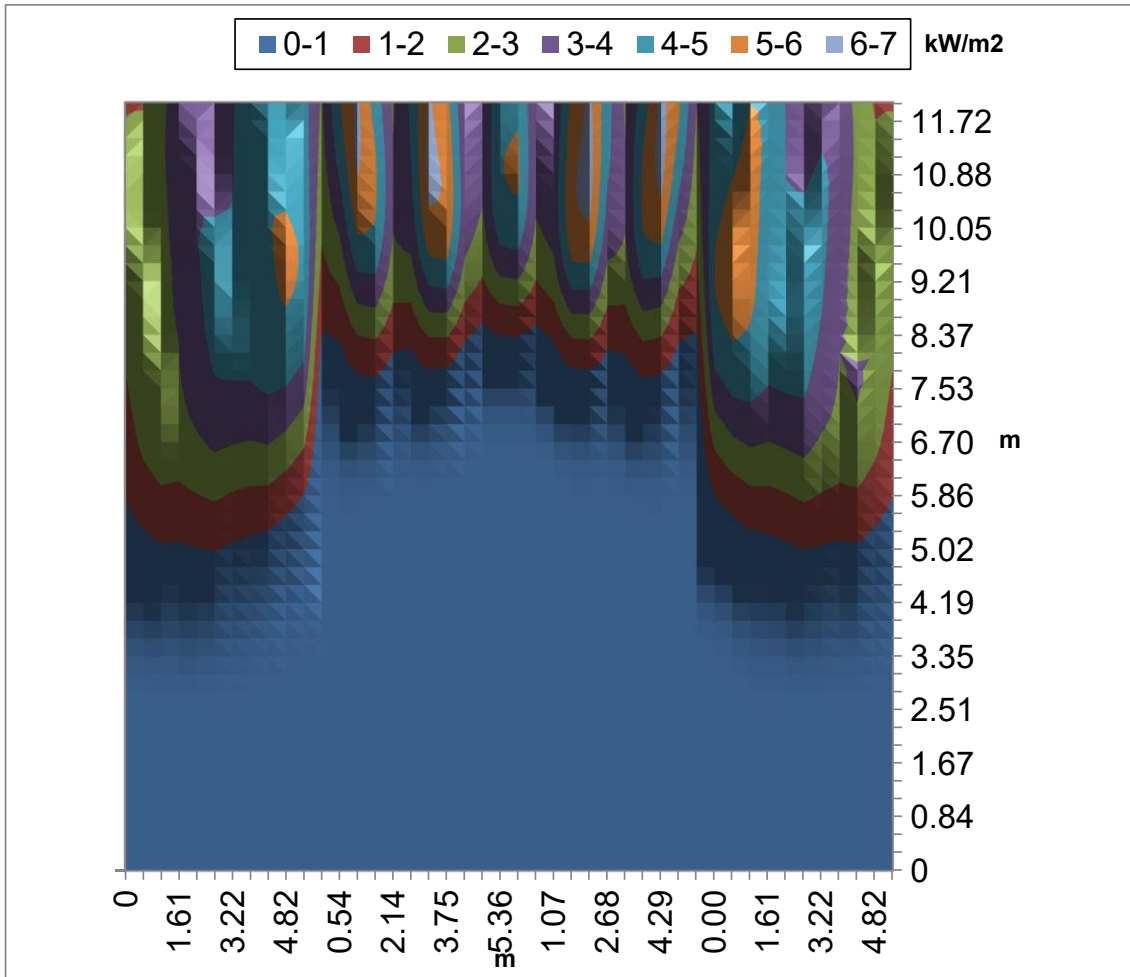


Figura 5.14 Mapa de flujo para la primera fila de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas planas el día 74 a las 12 horas

Tabla 5.16 Densidad de potencia pico, potencia total y desbordamiento de la fila 1 de heliostatos del campo PS10 con facetas planas sobre receptor el día 74 a las 12 horas

P_{pico} (kW/m ²)	6.43
P_{total} (MWt)	0.40
Desbordamiento α (%)	48.56

Se puede observar que a las 12 horas el factor de desbordamiento, al contrario que en el caso anterior, aumenta ligeramente con el uso de facetas planas, si bien este aumento es poco significativo 0.92 %, lo que indica que para factores de visión como el que nos ocupa, a distancias tan “reducidas” de la torre y para el día 72, el uso de un tipo de facetas u otro apenas influye sobre el factor desbordamiento. En cualquier caso, tanto para facetas planas como para

esféricas, el desbordamiento es siempre mayor a las 10 horas que a las 12 horas debido al efecto coseno

En cuanto a la potencia total generada el valor a las 12 horas se mantiene constante de facetas planas a esféricas, si bien para ambos casos el valor es mayor a las 12 horas que a las 10 horas debido al efecto coseno. Por último, indicar que a las 12 horas la densidad de potencia pico revela un aumento con el empleo de facetas planas, al igual que en el caso de las 10 h, si bien esta variación es mucho mayor en el presente caso, aumento de 16.48% en facetas planas frente a esféricas a las 12 horas frente a 9.8% a las 10 horas, debido a que los mayores valores de potencia máxima se producen a las 12 horas, donde el efecto coseno tiene una influencia prácticamente nula.

Con objeto de realizar un análisis anual, se ha repetido la simulación para todos los días del año tipo, entre las 5 y las 19 horas. Los valores de potencia total, densidad de potencia pico y desbordamiento se presentan en las siguientes tablas.

I. Análisis de la potencia total: fila 1

Tabla 5.17 Potencia total (MW_t) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 1 (facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.0138	0.0867	0.3101	0.3346	0.3294
45	0	0	0	0.0001	0.0232	0.0128	0.0005	0.0001
74	0	0	0.0422	0.1991	0.2905	0.3486	0.3898	0.4043
105	0	0.0127	0.1526	0.2727	0.3378	0.3815	0.4117	0.4234
135	0	0.0013	0.0392	0.1859	0.2968	0.3154	0.2721	0.3147
161	0.0024	0.0709	0.2549	0.3314	0.3739	0.4082	0.4290	0.4291
199	0	0.0002	0.0000	0.0002	0.0063	0.0593	0.1010	0.2512
230	0	0	0.0202	0.0990	0.1472	0.3317	0.4089	0.4284
261	0	0	0.0252	0.1036	0.1676	0.2480	0.0295	0.0053
292	0	0	0	0.1089	0.1002	0.2303	0.2969	0.3447
322	0	0	0	0.0960	0.2586	0.3408	0.3818	0.3964
347	0	0	0	0.0385	0.0622	0.2277	0.3365	0.3570
Promedio	0.0002	0.0071	0.0534	0.1208	0.1793	0.2679	0.2827	0.3070

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0.1072	0.2116	0.0853	0.0006	0	0	0
45	0.0002	0.0091	0.0348	0.0350	0.0066	0	0
74	0.3885	0.3607	0.3018	0.2741	0.1659	0	0
105	0.4157	0.3921	0.3670	0.3301	0.2508	0.1255	0
135	0.2343	0.2194	0.0720	0.1108	0.0518	0.0096	0
161	0.4320	0.4267	0.3988	0.3661	0.3137	0.2266	0.1099
199	0.3676	0.3530	0.3390	0.3174	0.2767	0.1943	0.0748
230	0.4250	0.3974	0.3702	0.3376	0.2734	0.1563	0
261	0.0013	0.0008	0.0097	0.0601	0.1042	0.0709	0
292	0.3602	0.3432	0.2866	0.2111	0.1147	0	0
322	0.3845	0.3281	0.2403	0.0843	0	0	0
347	0.3016	0.2730	0.1993	0.0466	0	0	0
Promedio	0.2848	0.2763	0.2254	0.1812	0.1298	0.0653	0.0168

Tabla 5.18 Potencia total (MW_t) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 1 (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0		0.0138	0.0873	0.3111	0.3325	0.3259
45	0	0		0.0001	0.0233	0.0129	0.0005	0.0001
74	0	0	0.0422	0.1999	0.2931	0.3508	0.3885	0.4008
105	0	0.0128	0.1527	0.2734	0.3403	0.3838	0.4106	0.4201
135	0	0.0013	0.0391	0.1859	0.2983	0.3169	0.2711	0.3121
161	0.0024	0.0708	0.2542	0.3312	0.3754	0.4097	0.4269	0.4254
199	0	0.0002	0.0000	0.0002	0.0064	0.0595	0.1005	0.2491
230	0	0	0.0202	0.0992	0.1482	0.3336	0.4077	0.4251
261	0	0	0.0252	0.1040	0.1690	0.2496	0.0294	0.0052
292	0	0	0	0.1093	0.1010	0.2316	0.2956	0.3414
322	0	0	0	0.0960	0.2604	0.3420	0.3796	0.3923
347	0	0	0	0.0385	0.0626	0.2283	0.3343	0.3532
Promedio	0.0002	0.0071	0.0534	0.1210	0.1804	0.2692	0.2814	0.3042

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0.1066	0.2123	0.0858	0.0006	0	0	0
45	0.0002	0.0091	0.0351	0.0351	0.0066	0	0
74	0.3874	0.3630	0.3044	0.2751	0.1660	0	0
105	0.4147	0.3944	0.3697	0.3310	0.2510	0.1263	0
135	0.2333	0.2204	0.0724	0.1109	0.0517	0.0096	0
161	0.4298	0.4283	0.4004	0.3660	0.3129	0.2261	0.1101
199	0.3660	0.3545	0.3405	0.3174	0.2761	0.1938	0.0751
230	0.4238	0.3996	0.3725	0.3382	0.2733	0.1567	0
261	0.0013	0.0008	0.0098	0.0603	0.1043	0.0720	0
292	0.3588	0.3451	0.2888	0.2116	0.1144	0	0
322	0.3825	0.3293	0.2417	0.0842	0	0	0
347	0.2998	0.2737	0.2004	0.0465	0	0	0
Promedio	0.2837	0.2775	0.2268	0.1814	0.1297	0.0654	0.0154

Para poder interpretar estos datos con mayor facilidad, se ha procedido a incluir los gráficos correspondientes a los datos de la potencia total promedio para cada hora, tanto para el caso de facetas esféricas como para el de facetas planas.

Podemos observar que los valores de potencia total en el receptor son prácticamente idénticos.

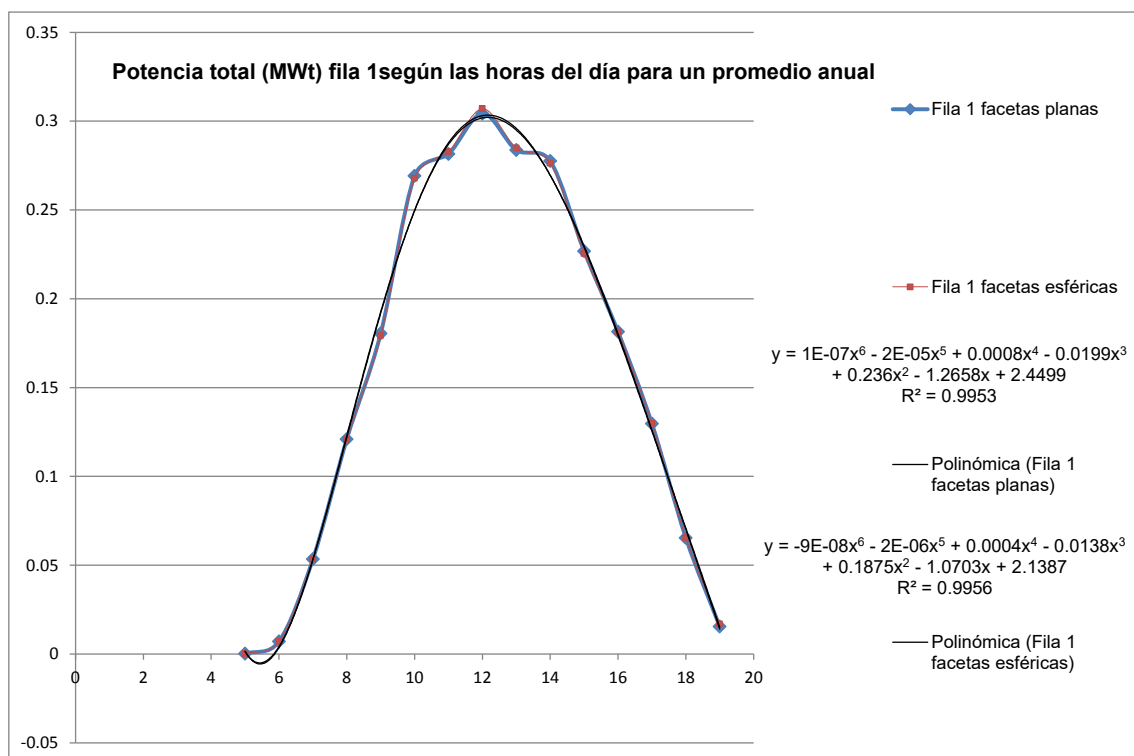


Figura 5.15 Potencia total promedio (MW_t) para cada hora del día, de un año tipo, fila 1 (facetas esféricas y planas).

Con objeto de parametrizar el comportamiento de la potencia total en cada uno de los casos, se ha procedido a ajustar el conjunto de valores a una función polinómica cuyos resultados han sido los siguientes:

Facetas esféricas:

$$P_{\text{total fila 1}} = -9E-08x^6 - 2E-06x^5 + 0.0004x^4 - 0.0138x^3 + 0.1875x^2 - 1.0703x + 2.1387 \quad (5.2)$$

Facetas planas:

$$P_{\text{total fila1}} = 1\text{E-}07x^6 - 2\text{E-}05x^5 + 0.0008x^4 - 0.0199x^3 + 0.236x^2 - 1.2658x + 2.4499 \quad (5.3)$$

siendo x la hora de un año tipo según el definido en este estudio desde las 5 horas hasta las 19 horas.

Como se puede comprobar, despreciando los coeficientes de orden superior, 5 y 6, cuyo peso específico es muy bajo, los valores de los restantes coeficientes son muy similares para ambos casos, lo que indica que el comportamiento es prácticamente análogo, tal y como refleja el gráfico de la Figura 5.15.

Por otro lado, la función polinómica reproduce perfectamente el comportamiento de la potencia total, con un ajuste superior al 99% en ambos casos, facetas esféricas y planas, lo que nos indica que dicho comportamiento es parametrizable mediante una función polinómica como la obtenida en el ajuste.

II. Análisis del factor de desbordamiento: fila 1

Los valores de desbordamiento son obtenidos a partir de la simulación del mapa de flujo generado sobre el receptor para cada hora y cada día. Para el caso de la fila 1 (facetas esféricas y planas), se tiene:

Tabla 5.19 Factor de desbordamiento en el receptor, fila 1 en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0.00	49.02	48.78	48.49	48.29	48.26
45	0	0	0.00	49.25	48.95	48.62	48.32	48.22
74	0	0	49.79	49.29	49.02	48.69	48.28	48.11
105	0	49.80	48.62	48.63	48.74	48.58	48.13	47.96
135	0	47.63	47.38	47.91	48.38	48.41	47.96	47.95
161	47.87	47.08	47.05	47.71	48.25	48.34	47.90	48.01
199	0	47.28	0.00	47.78	48.30	48.38	47.93	47.98
230	0	0	48.06	48.32	48.59	48.52	48.06	47.94
261	0	0	49.53	49.15	48.97	48.67	48.24	48.05
292	0	0	0	49.31	49.00	48.66	48.32	48.20
322	0	0	0	49.07	48.82	48.52	48.30	48.26
347	0	0	0	48.94	48.71	48.44	48.27	48.27
Promedio	3.99	15.98	29.04	48.70	48.71	48.53	48.17	48.10

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	48.34	48.53	48.73	48.79	0	0	0
45	48.35	48.63	48.88	49.02	49.38	0	0
74	48.30	48.64	48.86	49.02	49.35	0	0
105	48.13	48.48	48.49	48.27	48.14	49.18	0
135	47.96	48.29	48.08	47.47	46.83	46.97	0
161	47.90	48.21	47.93	47.24	46.47	46.40	47.34
199	47.93	48.25	47.99	47.33	46.60	46.61	47.76
230	48.06	48.41	48.32	47.92	47.56	48.22	0
261	48.25	48.60	48.78	48.84	49.07	51.72	0
292	48.35	48.65	48.90	49.08	49.45	0	0
322	48.34	48.55	48.77	48.85	0	0	0
347	48.32	48.49	48.67	48.71	0	0	0
Promedio	48.19	48.48	48.53	48.38	36.07	24.09	8.65

Tabla 5.20 Factor de desbordamiento en el receptor, fila 1 en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	49.06	48.44	48.32	48.60	48.81
45	0	0	0	49.14	48.54	48.36	48.57	48.74
74	0	0	49.75	49.08	48.58	48.36	48.45	48.56
105	0	49.43	48.58	48.50	48.36	48.27	48.27	48.36
135	0	47.70	47.49	47.90	48.11	48.17	48.17	48.37
161	47.80	47.19	47.19	47.74	48.04	48.15	48.17	48.46
199	0	47.39	0.00	47.80	48.07	48.16	48.16	48.42
230	0	0	48.08	48.24	48.25	48.23	48.22	48.34
261	0	0	49.46	48.95	48.53	48.34	48.39	48.48
292	0	0	0	49.15	48.57	48.37	48.55	48.70
322	0	0	0	49.07	48.46	48.33	48.60	48.80
347	0	0	0	49.04	48.42	48.31	48.60	48.82
Promedio	3.98	15.98	29.06	48.64	48.36	48.28	48.40	48.57

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	48.62	48.36	48.43	48.89	0	0	0
45	48.57	48.37	48.50	48.96	49.60	0	0
74	48.44	48.31	48.43	48.83	49.34	0	0
105	48.26	48.17	48.12	48.14	48.10	48.86	0
135	48.17	48.05	47.82	47.45	46.93	47.06	0
161	48.16	48.01	47.72	47.25	46.61	46.53	47.28
199	48.16	48.03	47.76	47.33	46.73	46.74	47.60
230	48.21	48.12	47.99	47.83	47.57	48.07	0
261	48.38	48.27	48.35	48.66	49.02	50.96	0
292	48.54	48.36	48.50	48.96	49.60	0	0
322	48.61	48.36	48.45	48.90	0	0	0
347	48.62	48.35	48.41	48.87	0	0	0
Promedio	48.40	48.23	48.21	48.34	36.12	24.02	7.91

Al igual que en el caso de la potencia generada, se ha procedido a graficar los resultados para facilitar el análisis comparativo. Podemos observar que los valores de desbordamiento en el receptor, son similares en ambos casos para todo el intervalo horario. Se puede apreciar que el valor del factor de desbordamiento en el intervalo horario de ± 4 horas alrededor del mediodía solar, que es donde el valor de la energía y potencia recogidas es más elevado, se sitúa en torno al 50%, un valor considerablemente elevado, debido a que la primera fila tiene un factor de visión muy reducido del receptor.

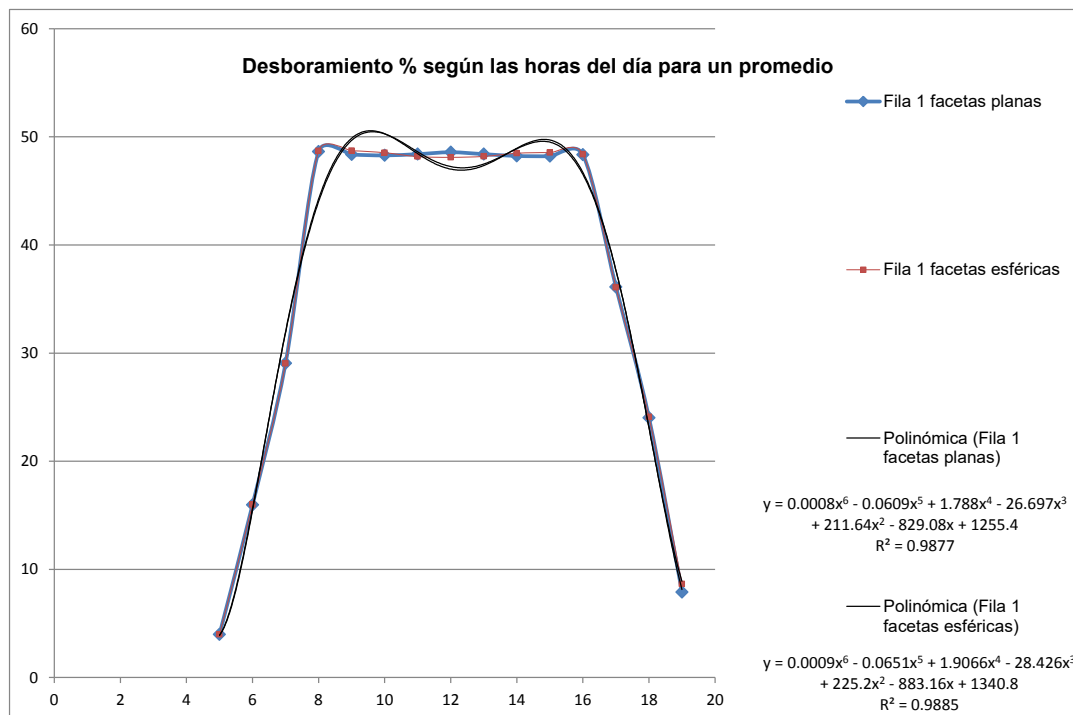


Figura 5.16 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 1 (facetas esféricas y planas).

Ajustando los valores a una función polinómica, se observa que ambas funciones son prácticamente coincidentes, con coeficientes que difieren entre sí muy poco para cada uno de los órdenes del polinomio.

Facetas esféricas:

$$\alpha_{fila1} = 0.0009x^6 - 0.0651x^5 + 1.9066x^4 - 28.426x^3 + 225.2x^2 - 883.16x + 1340.8 \quad (5.4)$$

Facetas planas:

$$\alpha_{\text{fila 1}} = 0.0008x^6 - 0.0609x^5 + 1.788x^4 - 26.697x^3 + 211.64x^2 - 829.08x + 1255.4 \quad (5.5)$$

Cabe, sin embargo, reseñar, que el ajuste polinómico funciona bien en los extremos del día, observándose una ligera desviación en la zona central del día, intervalo de ± 4 horas alrededor del mediodía solar, si bien la desviación es inferior al 2.5%, por lo que se puede considerar que dicho ajuste reproduce bastante fielmente el comportamiento del factor de desbordamiento, tal y como muestra el coeficiente de ajuste de las curvas, con un factor próximo al 99%.

III. Análisis de la densidad de flujo de potencia pico: fila 1

Tabla 5.21 (I) Densidad de potencia pico (kW/m²) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo: fila 1 (facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.29	1.50	4.75	4.66	4.50
45	0	0	0	0.00	0.39	0.19	0.01	0.00
74	0	0	0.91	3.64	4.75	5.23	5.31	5.37
105	0	0.28	2.97	4.66	5.28	5.58	5.55	5.56
135	0	0.03	0.71	3.00	4.46	4.48	3.64	4.14
161	0.06	1.42	4.49	5.23	5.53	5.73	5.71	5.67
199	0	0	0	0	0.09	0.84	1.35	3.31
230	0	0	0.38	1.65	2.27	4.81	5.50	5.62
261	0	0	0.53	1.85	2.71	3.70	0.40	0.07
292	0	0	0	2.12	1.68	3.47	4.07	4.63
322	0	0	0	1.99	4.46	5.21	5.31	5.40
347	0	0	0	0.81	1.09	3.49	4.70	4.91
Promedio	0.00	0.14	1.00	2.10	2.85	3.96	3.85	4.10

Tabla 5.21 (II) Densidad de potencia pico (kW/m²) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo: fila 1 (facetas esféricas).

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	1.54	3.32	1.53	0.01	0	0	0
45	0.00	0.14	0.61	0.72	0.16	0	0
74	0.00	5.63	5.12	5.20	3.74	0	0
105	5.82	5.96	5.94	5.84	5.07	2.94	0
135	3.24	3.24	1.12	1.84	0.97	0.20	0
161	5.94	6.21	6.09	5.95	5.69	4.71	0
199	5.07	5.17	5.21	5.22	5.09	4.08	1.84
230	5.93	5.98	5.89	5.82	5.35	3.51	0
261	0.02	0.01	0.16	1.11	2.27	1.90	0
292	5.11	5.38	5.00	4.23	2.74	0	0
322	5.50	5.14	4.29	1.78	0	0	0
347	4.33	4.29	3.60	1.00	0	0	0
Promedio	3.54	4.21	3.71	3.23	2.59	1.45	0.17

Tabla 5.22 (I) Densidad de potencia pico (kW/m²) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo: fila 1 (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.28	1.60	5.19	5.74	5.38
45	0	0	0	0.00	0.42	0.21	0.01	0
74	0	0	0.91	3.58	4.99	5.80	6.46	6.43
105	0	0.27	2.97	4.75	5.58	6.15	6.41	6.39
135	0	0.03	0.72	3.10	4.56	4.88	3.96	4.66
161	0.05	1.43	4.63	5.40	5.62	6.20	6.37	6.45
199	0	0.00	0.00	0.00	0.10	0.91	1.48	3.76
230	0	0.00	0.38	1.70	2.37	5.26	6.19	6.28
261	0	0.00	0.53	1.84	2.85	4.10	0.48	0.08
292	0	0.00	0	2.05	1.79	3.85	5.04	5.59
322	0	0	0	1.90	4.75	5.71	6.55	6.48
347	0	0	0	0.78	1.15	3.81	5.78	5.83
Promedio	0.00	0.14	1.01	2.11	2.98	4.34	4.54	4.78

Tabla 5.22 (II) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo: fila 1 (facetas planas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	1.87	3.61	1.58	0.01	0	0	0
45	0	0.15	0.63	0.69	0.16	0	0
74	6.49	6.13	5.25	5.08	3.71	0	0
105	6.52	6.44	6.23	5.99	5.08	2.83	0
135	3.62	3.46	1.15	1.92	0.99	0.20	0
161	6.72	6.60	6.30	6.18	5.91	4.74	2.32
199	5.71	5.51	5.39	5.42	5.25	4.11	1.55
230	6.48	6.41	6.13	6.03	5.41	3.42	0
261	0.02	0.01	0.17	1.11	2.26	1.55	0
292	6.18	5.84	5.15	4.07	2.68	0	0
322	6.69	5.60	4.43	1.72	0	0	0
347	5.26	4.64	0	0.97	0	0	0
Promedio	4.63	4.54	3.53	3.27	2.62	1.40	0.32

Podemos observar que el valor promedio anual de la densidad de potencia pico para el caso de los heliostatos con facetas planas es más elevado que para facetas esféricas en el intervalo entre las 10 y las 14 horas. Para el resto de las horas del día los valores son prácticamente iguales. Este fenómeno se debe principalmente al achatamiento que experimenta la mancha solar para facetas planas, de manera que durante esas horas del día, y coincidiendo con un efecto coseno no muy acusado para las facetas planas en dichas horas, los valores máximos de potencia situados en la zona central de la mancha solar, caen dentro del receptor, mientras que para facetas esféricas debido al factor de forma de la primera fila, y la mayor concentración de los haces reflejados, los valores máximos quedan fuera. El fenómeno es especialmente significativo para valores reducidos del ángulo de incidencia de la irradiancia solar sobre el heliostato (11, 12 y 13 horas), ya que para dichos valores la superposición de los haces reflejados es mayor especialmente para facetas esféricas, para las cuales a las 12 horas se producen habitualmente los máximos de densidad de potencia pico, sin embargo, en el caso de la fila 1 podemos ver, que es para las facetas planas para las que los valores de densidad de potencia pico son

mayores. Esto se debe a que debido al achatamiento de la mancha solar para facetas planas, que contrarresta el acusado factor de forma que sufre esta fila, permitiendo que los valores máximos caigan dentro del receptor, lo que no ocurre en el caso de las facetas esféricas (ver Anexo A).

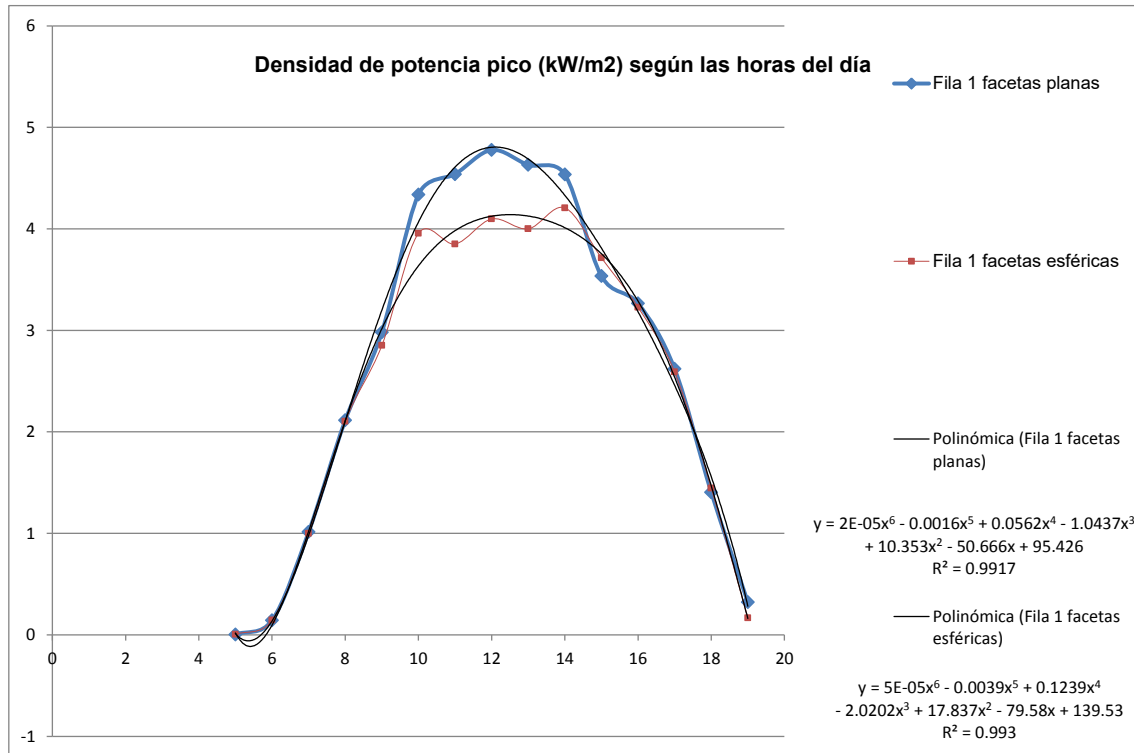


Figura 5.17 Densidad de potencia pico promedio (kW/m²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 1 (facetas esféricas y planas).

Las ecuaciones que reproducen el comportamiento de la densidad de potencia pico son las siguientes.

Facetas esféricas:

$$P_{\text{pico fila1}} = 5E-05x^6 - 0.0039x^5 + 0.1239x^4 - 2.0202x^3 + 17.837x^2 - 79.58x + 139.53 \quad (5.6)$$

Facetas planas:

$$P_{\text{pico fila1}} = 2E-05x^6 - 0.0016x^5 + 0.0562x^4 - 1.0437x^3 + 10.353x^2 - 50.666x + 95.426 \quad (5.7)$$

De acuerdo con la gráfica de la Figura 5.17 se comprueba que el ajuste es muy bueno, superior al 99%, lo que nos permite establecer el comportamiento de la densidad de potencia mediante una función polinómica como la obtenida en las ecuaciones (5.6) y (5.7). Las gráficas de los parámetros de estudio para las filas 3, 6, 10 y 13 sus ecuaciones de ajuste pueden encontrarse en el Anexo C.

5.4.2. Caso B: fila 15

Seguidamente, se mostrarán los resultados de la simulación para la fila intermedia, fila 15, aplicando la misma metodología de cálculo que se ha utilizado en el caso de la fila 1, y para los mismos parámetros de control, esto es, potencia total, factor de desbordamiento y densidad de potencia pico en el receptor, tanto para heliostatos de facetas esféricas como planas.

Los mapas de flujo correspondientes a esta fila 15 para el día 74 a las 10 y 12 horas pueden encontrarse en el Anexo C.

I. Análisis de la potencia total: fila 15

Tabla 5.23 (I) Potencia total (MW_t) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 15 (facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.0813	0.4923	1.7099	1.8222	1.7910
45	0	0	0	0.0006	0.1276	0.0691	0.0027	0.0007
74	0	0	0.2376	1.0767	1.5401	1.8319	2.0306	2.0983
105	0	0.0680	0.7909	1.3895	1.7225	1.9405	2.0768	2.1290
135	0	0.0064	0.1890	0.9045	1.4628	1.5594	1.3361	1.5453
161	0.0117	0.3333	1.1982	1.5850	1.8160	1.9928	2.0814	2.0877
199	0	0.0011	0	0.0008	0.0310	0.2909	0.4923	1.2271
230	0	0	0.1017	0.4951	0.7401	1.6680	2.0400	2.1328
261	0	0	0.1381	0.5478	0.8774	1.2896	0.1522	0.0271
292	0	0	0	0.6184	0.5459	1.2354	1.5787	1.8272
322	0	0	0	0.5646	1.4619	1.8700	2.0724	2.1478
347	0	0	0	0.2287	0.3555	1.2635	1.8423	1.9517
Promedio	0.0010	0.0341	0.2656	0.6244	0.9311	1.3934	1.4606	1.5805

Tabla 5.23 (II) Potencia total (MW_i) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 15 (facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0.5844	1.1652	0.4793	0.0034	0	0	0
45	0.0012	0.0490	0.1907	0.1980	0	0	0
74	2.0243	1.8934	1.5948	1.4739	0.9280	0	0
105	2.0973	1.9902	1.8626	1.6692	1.2923	0.667	0
135	1.1502	1.0823	0.3529	0.5348	0.2471	0	0
161	2.0954	2.0777	1.9253	1.7352	1.4585	1.0458	0.5048
199	1.7928	1.7292	1.6474	1.5163	1.2996	0.9113	0.3316
230	2.1201	1.9938	1.8519	1.6735	1.3628	0.7991	0
261	0.0066	0.0039	0.0507	0.3159	0.5678	0.5102	
292	1.9160	1.8394	1.5539	1.1791	0.6698	0	0
322	2.0887	1.7982	1.3446	0	0	0	0
347	1.6529	1.5128	1.1280	0	0	0	0
Promedio	1.4608	1.4279	1.1652	0.9214	0.6554	0.3316	0.0760

Tabla 5.24 (I) Potencia total (MW_i) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 15 (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.0812	0.4916	1.7074	1.8196	1.7884
45	0	0	0	0.0006	0.1274	0.0690	0.0027	0.0007
74	0	0	0.2368	1.0744	1.5371	1.8284	2.0266	2.0942
105	0	0.0678	0.7885	1.3861	1.7185	1.9359	2.0719	2.1239
135	0	0.0064	0.1884	0.9021	1.4589	1.5552	1.3325	1.5411
161	0.0117	0.3322	1.1948	1.5806	1.8108	1.9871	2.0754	2.0817
199	0	0.0011	0	0.0008	0.0309	0.2901	0.4910	1.2237
230	0	0	0.1014	0.4938	0.7383	1.6639	2.0348	2.1274
261	0	0	0.1376	0.5466	0.8756	1.2870	0.1519	0.0270
292	0	0	0	0.6172	0.5450	1.2334	1.5760	1.8240
322	0	0	0	0.5637	1.4598	1.8673	2.0693	2.1446
347	0	0	0	0.2284	0.3550	1.2618	1.8397	1.9489
Promedio	0.0010	0.0340	0.2648	0.6230	0.9291	1.3905	1.4576	1.5771

Tabla 5.24 (II) Potencia total (MW_t) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 15 (facetas planas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0.5835	1.1636	0.4786	0.0034	0.0000	0	0
45	0.0012	0.0490	0.1904	0.1976	0.0391	0	0
74	2.0204	1.8898	1.5918	1.4708	0.9253	0	0
105	2.0923	1.9856	1.8584	1.6652	1.2886	0.6642	0
135	1.1470	1.0794	0.3520	0.5334	0.2464	0.0459	0
161	2.0894	2.0718	1.9199	1.7304	1.4545	1.0425	0.5028
199	1.7878	1.7244	1.6429	1.5122	1.2960	0.9083	0
230	2.1148	1.9888	1.8474	1.6694	1.3590	0.7961	0
261	0.0066	0.0039	0.0506	0.3152	0.5661	0.5079	0
292	1.9127	1.8363	1.5513	1.1769	0.6679	0	0
322	2.0856	1.7956	1.3426	0.4860	0	0	0
347	1.6506	1.5108	1.1265	0.2707	0	0	0
Promedio	1.4577	1.4249	1.1627	0.9193	0.6536	0.3304	0.0694

Se puede comprobar que los valores de potencia para la fila 15, tanto con facetas esféricas como con facetas planas, son prácticamente los mismos.

Como en el caso anterior, fila 1, se han obtenido las ecuaciones que reproducen los valores de potencia total promedio anual para las distintas horas del día, habiéndose alcanzado un ajuste superior al 99%, lo que es indicativo que dicha evolución puede ser predicha de manera casi perfecta para cualquiera de las dos variantes, facetas esféricas o planas.

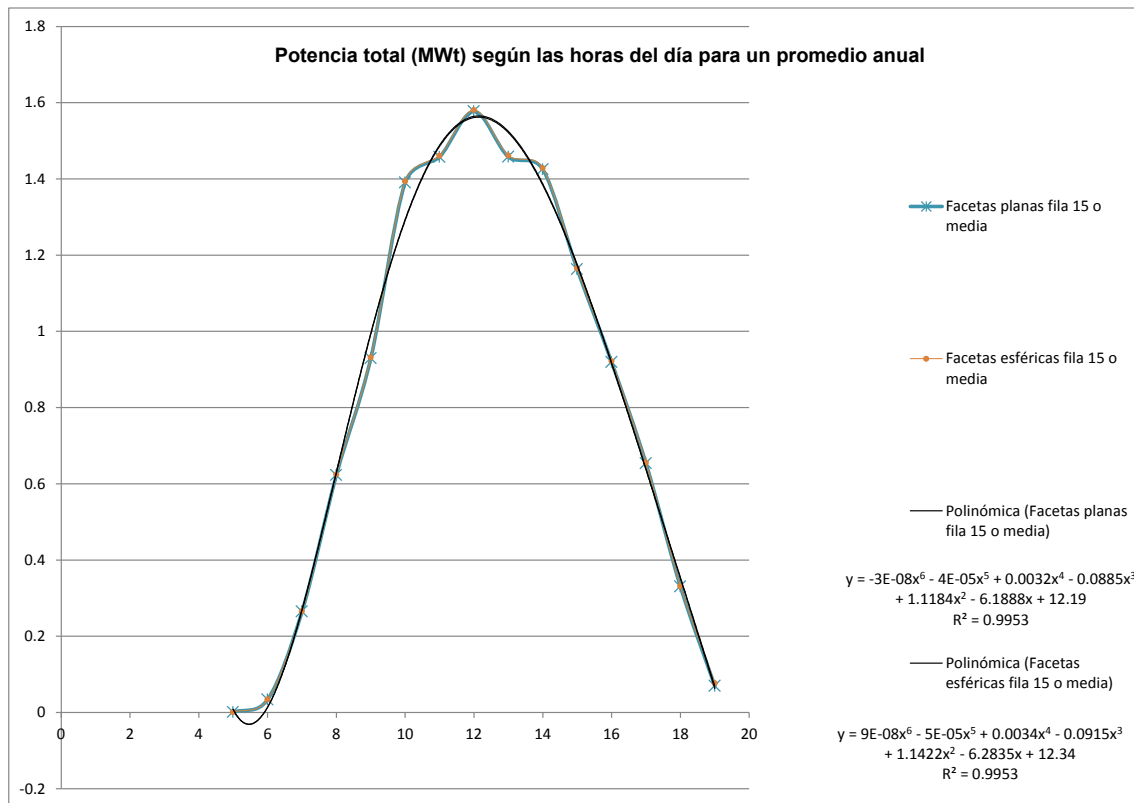


Figura 5.18 Potencia total promedio (MW_t) para cada hora del día, de un año tipo, fila 15 (facetas esféricas y planas).

Las ecuaciones que reproducen el comportamiento de la potencia generada por los heliostatos de la fila 15 son las que se muestran a continuación:

Facetas esféricas:

$$P_{\text{total fila15}} = 9E-08x^6 - 5E-05x^5 + 0.0034x^4 - 0.0915x^3 + 1.1422x^2 - 6.2835x + 12.34 \quad (5.8)$$

Facetas planas:

$$P_{\text{total fila15}} = -3E-08x^6 - 4E-05x^5 + 0.0032x^4 - 0.0885x^3 + 1.1184x^2 - 6.1888x + 12.19 \quad (5.9)$$

Es fácil ver que existe, una elevada concordancia entre los polinomios que representan el comportamiento de ambos tipos de facetas, lo que nos señala que el uso de un tipo u otro de facetas no representa una ganancia significativa en cuanto a la potencia generada por esta fila de heliostatos.

El hecho que el valor de la potencia para la fila 15 sea superior al correspondiente a la fila 1 se debe, únicamente, al efecto del número de heliostatos que intervienen, mucho mayor en el caso presente, al ser la longitud de cuerda de la fila igualmente mucho mayor.¹¹

II. Análisis del factor de desbordamiento: fila 15

Tabla 5.25 (I) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 15 (facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.86	0.31	0.08	0	0
45	0	0	0	0.70	0.26	0.04	0	0
74	0	0	0.49	0.37	0.16	0	0	0
105	0	0.70	0.30	0.24	0.05	0	0	0
135	0	0.90	0.33	0.13	0	0	0	0
161	1.49	0.87	0.28	0.09	0	0	0	0
199	0	0.89	0.00	0.10	0	0	0	0
230	0	0	0.32	0.19	0.01	0	0	0
261	0	0	0.37	0.32	0.12	0	0	0
292	0	0	0	0.61	0.23	0.02	0	0
322	0	0	0	0.85	0.31	0.08	0	0
347	0	0	0	0.88	0.30	0.09	0.	0
Promedio	0.12	0.28	0.21	0.45	0.15	0.03	0	0

¹¹ Se define como longitud de cuerda el segmento sobre el arco de circunferencia que cubre el ángulo de visión de la superficie de apertura del receptor de la torre para la distancia desde ésta hasta el punto en el que el eje del sistema intercepta la línea de heliostatos en estudio

Tabla 5.25 (II) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 15 (facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0	0.09	0.33	0.91	0	0	0
45	0	0.05	0.27	0.75	1.08	0	0
74	0	0.00	0.16	0.39	0.55	0	0
105	0	0.00	0.05	0.24	0.35	0.70	0
135	0	0.00	0.00	0.12	0.32	0.88	0
161	0	0.00	0.00	0.08	0.26	0.84	1.54
199	0	0.00	0.00	0.09	0.29	0.87	1.61
230	0	0.00	0.01	0.19	0.36	0.81	0
261	0	0.00	0.12	0.34	0.43	0.46	0
292	0	0.03	0.24	0.65	0.93	0	0
322	0	0.08	0.33	0.89	0	0	0
347	0	0.09	0.32	0.93	0	0	0
Promedio	0	0.03	0.15	0.46	0.38	0.38	0.29

Tabla 5.26 (I) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 15 (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	1.02	0.45	0.22	0.09	0.05
45	0	0	0	0.89	0.42	0.20	0.07	0.02
74	0	0	0.81	0.59	0.35	0.17	0.03	0
105	0	1.12	0.61	0.48	0.28	0.12	0.02	0
135	0	1.25	0.61	0.39	0.25	0.14	0.06	0.03
161	1.87	1.19	0.56	0.37	0.25	0.16	0.08	0.05
199	0	1.23	0.00	0.38	0.25	0.15	0.07	0.04
230	0	0	0.62	0.44	0.26	0.12	0.03	0.00
261	0	0	0.69	0.54	0.33	0.14	0.02	0
292	0	0	0	0.80	0.40	0.19	0.06	0.01
322	0	0	0	1.01	0.46	0.22	0.09	0.04
347	0	0	0	1.03	0.43	0.22	0.10	0.06
Promedio	0.16	0.40	0.39	0.66	0.34	0.17	0.06	0.02

Tabla 5.26 (II) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 15 (facetas planas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0.10	0.23	0.47	1.06	0	0	0
45	0.07	0.20	0.43	0.93	1.35	0	0
74	0.03	0.16	0.35	0.59	0.85	0	0
105	0.02	0.12	0.28	0.48	0.64	1.10	0
135	0.05	0.13	0.24	0.38	0.59	1.21	0
161	0.08	0.15	0.24	0.36	0.54	1.16	1.92
199	0.07	0.14	0.24	0.37	0.56	1.19	1.97
230	0.03	0.12	0.25	0.44	0.64	1.18	0
261	0.02	0.14	0.33	0.55	0.73	0.91	0
292	0.06	0.19	0.41	0.84	1.21	0	0
322	0.09	0.23	0.47	1.05	0	0	0
347	0.10	0.23	0.45	1.07	0	0	0
Promedio	0.06	0.17	0.35	0.68	0.59	0.56	0.32

Podemos observar que para el caso de la fila 15, el factor de desbordamiento para heliostatos con facetas planas muestra la misma tendencia que para heliostatos con facetas esféricas, si bien el valor de dicho factor es superior para facetas planas a todas las horas del día, siendo las diferencias menores para las horas centrales del día.

Los mayores valores de desbordamiento se observan en torno a las 8.00 horas y las 16.00 horas, en las que el efecto coseno es también más acusado, por encontrarse el Sol en posiciones de elevación más bajas que en las horas centrales del día.

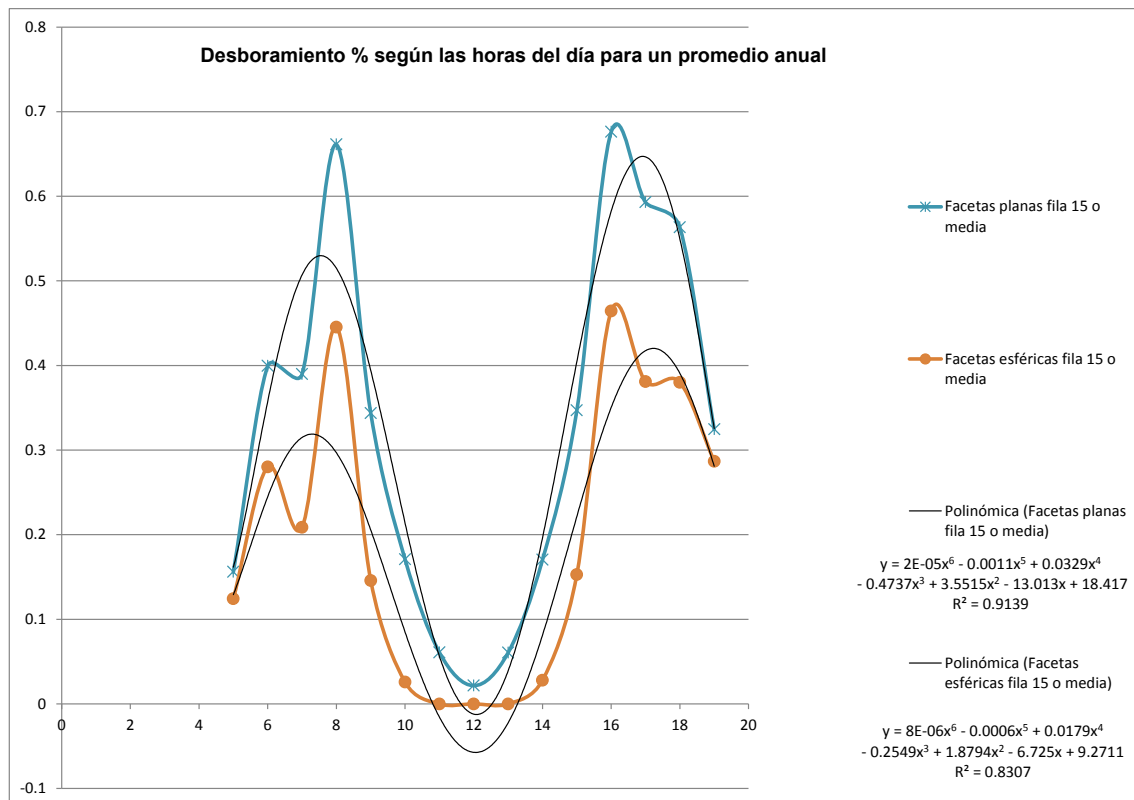


Figura 5.19 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 15 (facetas esféricas y planas)

Este comportamiento dispar con relación a lo observado en el análisis de la fila 1 es achacable al efecto de dispersión producido por la distancia entre el heliostato y la torre de manera que la distancia del heliostato a la torre influye en el factor desbordamiento.

Por otro lado, el factor de desbordamiento es significativamente mayor en el presente caso, llegando a alcanzar valores cercanos al 70%, para el caso de las 16.00 horas con facetas planas, frente a valores medios del 50% para la fila 1.

El comportamiento del factor de desbordamiento a estas horas del día (8.00 y 16.00 horas) se debe, fundamentalmente, al efecto del ángulo de incidencia del haz de irradiancia solar sobre el heliostato (efecto coseno). En efecto, cuando el ángulo es muy elevado, gran parte del haz reflejado escapa fuera de la superficie del receptor, debido al efecto que la distancia heliostato-torre genera sobre el tamaño de la imagen sobre el receptor, efecto que es tanto más significativo cuanto más cerca del borde del heliostato incide el haz solar.

A medida que el ángulo de incidencia disminuye (disminución del efecto coseno en horas centrales del día), el efecto de dispersión generado por los haces en el borde del heliostato se reduce, dado que los conos de haces reflejados se superponen en gran medida, reduciendo así el efecto de desbordamiento. Esto no sucede para grandes ángulos de incidencia donde el efecto de superposición es muy reducido para el caso de facetas esféricas, o casi nulo para facetas planas (ver Anexo A).

Las ecuaciones que reproducen los valores del factor de desbordamiento promedio para las distintas horas del día del año tipo definido son las siguientes:

Facetas esféricas:

$$\alpha_{\text{fila15}} = 8\text{E-}06x^6 - 0.0006x^5 + 0.0179x^4 - 0.2549x^3 + 1.8794x^2 - 6.725x + 9.2711 \quad (5.10)$$

Facetas planas:

$$\alpha_{\text{fila15}} = 2\text{E-}05x^6 - 0.0011x^5 + 0.0329x^4 - 0.4737x^3 + 3.5515x^2 - 13.013x + 18.417 \quad (5.11)$$

En este caso, se aprecia que el ajuste de las funciones polinómicas a los resultados de la simulación no son tan buenos como en casos anteriores, con índices en torno al 90%; esto nos indica que la parametrización del proceso de evolución del factor de desbordamiento está sujeta a ciertas desviaciones, en torno al 10%, lo que, para valores grandes de la energía generada, puede representar un error apreciable en el cálculo de la energía sobre el receptor.

III. Análisis de la densidad de potencia pico: fila 15

Tabla 5.27 (I) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 15 (facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.03	0.13	0.41	0.38	0.35
45	0	0	0	0	0.04	0.02	0	0
74	0	0	0.08	0.33	0.44	0.48	0.50	0.54
105	0	0.03	0.26	0.45	0.54	0.57	0.61	0.70
135	0	0.00	0.07	0.33	0.52	0.52	0.45	0.61
161	0.01	0.14	0.46	0.61	0.68	0.71	0.75	0.88
199	0	0	0	0	0.01	0.10	0.17	0.50
230	0	0	0.03	0.17	0.24	0.52	0.63	0.76
261	0	0	0.05	0.17	0.26	0.35	0.04	0.01
292	0	0	0	0.19	0.15	0.31	0.36	0.41
322	0	0	0	0.18	0.40	0.45	0.44	0.43
347	0	0	0	0.07	0.10	0.30	0.39	0.38
Promedio	0.10	0.01	0.10	0.21	0.29	0.39	0.39	0.46

Tabla 5.27 (II) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo: fila 15 (facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0.12	0.27	0.14	0	0	0	0
45	0	0.01	0.06	0.08	0.03	0	0
74	0.62	0.72	0.69	0.66	0.51	0	0
105	0.86	1.08	1.23	1.10	0.77	0.47	0
135	0.59	0.74	0.31	0.49	0.19	0.03	0
161	1.16	1.54	1.83	1.82	1.34	0.81	0.39
199	0.96	1.23	1.51	1.51	1.12	0.68	0.28
230	0.96	1.19	1.38	1.27	0.89	0.54	0
261	0.00	0.00	0.03	0.16	0.31	0.42	0
292	0.47	0.54	0.52	0.47	0.42	0	0
322	0.43	0.43	0.39	0.20	0	0	0
347	0.33	0.34	0.32	0.11	0	0	0
Promedio	0.54	0.67	0.70	0.66	0.46	0.25	0.06

Tabla 5.28 (I) Densidad de potencia pico (kW/m²) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo: fila 15 (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	1.87	10.18	33.40	34.14	32.22
45	0	0	0	0.01	2.62	1.35	0.05	0.01
74	0	0	6.03	23.79	31.90	36.03	37.91	37.01
105	0	1.86	19.20	30.68	35.79	38.11	38.50	36.93
135	0	0.17	4.44	19.86	30.19	30.38	24.50	26.37
161	0.27	8.31	27.89	34.56	37.23	38.57	37.89	35.31
199	0	0.03	0	0.02	0.64	5.65	8.99	20.84
230	0	0	2.43	10.92	15.36	32.68	37.67	36.76
261	0	0	3.46	12.10	18.21	25.37	2.84	0.47
292	0	0	0	13.82	11.24	24.24	29.54	32.55
322	0	0	0	12.97	30.13	36.55	38.82	38.60
347	0	0	0	5.30	7.38	24.68	34.51	35.17
Promedio	5.29	0.86	5.29	13.82	19.24	27.25	27.11	27.69

Tabla 5.28 (II) Densidad de potencia pico (kW/m²) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo: fila 15 (facetas planas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	11.03	22.96	10.04	0.08	0	0	0
45	0.02	0.97	3.96	4.52	1.02	0	0
74	38.05	37.53	33.29	32.70	23.40	0	0
105	39.15	39.37	38.95	37.07	31.10	18.16	0
135	21.23	21.22	7.32	11.80	5.82	1.18	0
161	38.40	40.46	39.68	38.02	34.11	25.96	11.60
199	32.96	33.78	34.07	33.34	30.49	22.92	6.81
230	39.42	39.34	38.65	37.12	32.45	21.25	0
261	0.12	0.08	1.06	7.00	14.10	14.26	0
292	36.11	36.37	32.27	26.65	17.33	0	0
322	39.40	35.44	28.07	11.34	0	0	0
347	31.19	29.82	23.75	6.39	0	0	0
Promedio	27.26	28.11	24.26	20.50	15.82	8.64	1.53

Observamos como para el caso de facetas planas, que la densidad de potencia pico se ve reducida entre las 10.00 y las 14.00 horas del día con respecto al caso de los heliostatos con facetas esféricas; esto es debido al hecho de que las facetas planas no generan efecto de concentración alguno sobre el plano del receptor, lo que reduce la densidad de potencia. Para el resto de las horas del día el promedio anual da como resultado valores prácticamente iguales tanto para heliostatos con facetas planas como esféricas. El motivo por el cual, fuera del intervalo central del día, 10 a 14 horas, no se aprecia el efecto de concentración de las facetas esféricas es porque para dichas horas del día la razón de concentración es pequeña al verse afectada la mancha solar del efecto astigmático, que se incrementa con el efecto coseno, el cual es mayor a las horas extremas del día. La diferencia por tanto con respecto las facetas planas se hace muy pequeña en horas extremas.

La distancia de los heliostatos a la torre, influye también en la densidad de potencia pico, provocando que las facetas planas que en la fila 1 daban lugar a valores de densidad de potencia pico superiores al caso de las facetas esféricas, pasen a tener un comportamiento contrario respecto a esta variable según nos alejamos de la torre, ya que desaparece el acusado factor de forma que sufría la fila 1.

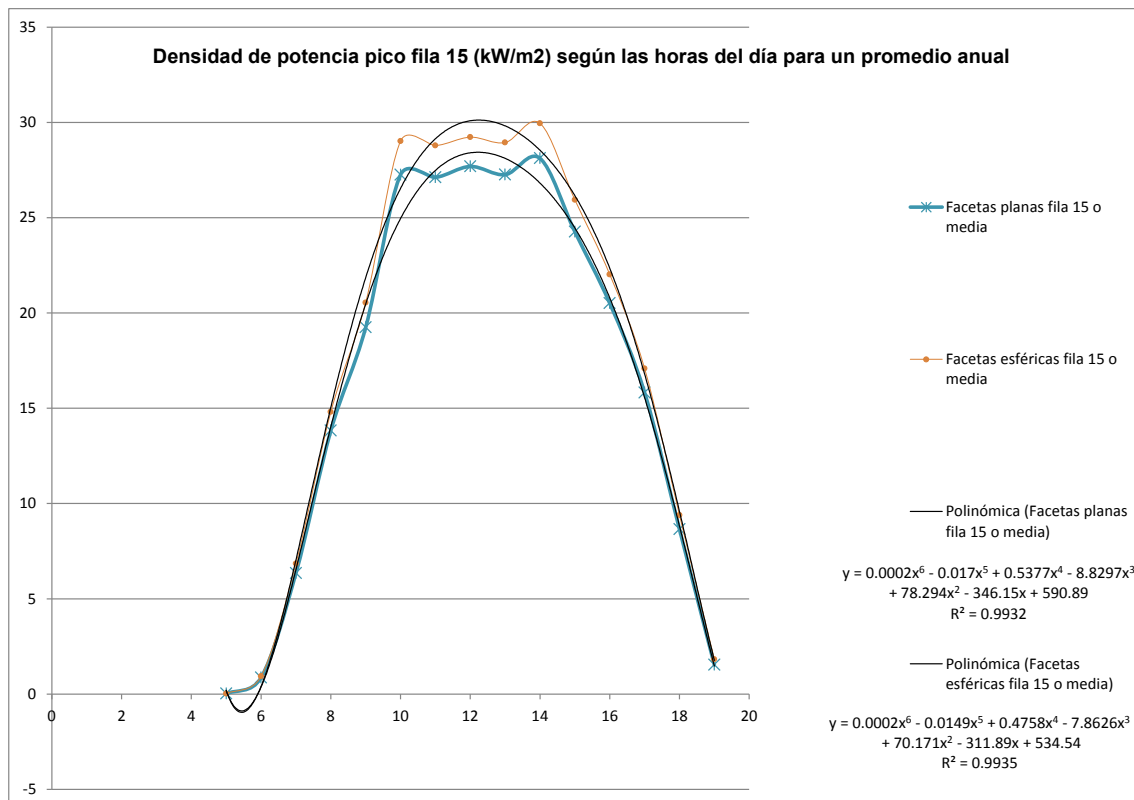


Figura 5.20 Densidad de potencia pico promedio (kW/m²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 15 (facetas esféricas y planas)

A continuación, se incluyen las ecuaciones que reproducen los valores de densidad de potencia pico promedio anual fila 15 a distintas horas del día.

Facetas esféricas:

$$P_{\text{pico fila 15}} = 0.0002x^6 - 0.017x^5 + 0.5377x^4 - 8.8297x^3 + 78.294x^2 - 346.15x + 590.89 \quad (5.12)$$

Facetas planas:

$$P_{\text{pico fila 15}} = 0.0002x^6 - 0.0149x^5 + 0.4758x^4 - 7.8626x^3 + 70.171x^2 - 311.89x + 534.54 \quad (5.13)$$

Se puede comprobar que el factor de ajuste de los polinomios que parametrizan el comportamiento de la densidad de potencia pico es muy elevado, por encima del 99%, lo que nos permite establecer dicho comportamiento de una manera bastante precisa. Los gráficos

correspondientes a los parámetros de estudio para las filas 20, 24, 28, 29 y 30 así como sus ecuaciones de ajuste, pueden encontrarse en el Anexo C.

5.4.3. Caso C: fila 31

A continuación pasamos a realizar el mismo estudio para el caso de la última fila o fila 31 del campo de PS10. Los mapas de flujo correspondientes a esta fila 31 para el día 74 a las 10 y 12 horas pueden encontrarse en el Anexo C

I. Análisis de la potencia total: fila 31

Tabla 5.29 (I) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0	0.02	0.08	0.08	0.08
45	0	0	0	0	0.01	0	0	0.00
74	0	0	0.01	0.06	0.07	0.08	0.09	0.09
105	0	0	0.05	0.08	0.08	0.09	0.09	0.09
135	0	0	0.01	0.05	0.07	0.07	0.06	0.07
161	0	0.03	0.08	0.09	0.09	0.09	0.09	0.10
199	0	0	0	0	0	0.01	0.02	0.06
230	0	0	0.01	0.03	0.04	0.08	0.09	0.10
261	0	0	0.01	0.66	0.93	1.25	0.14	0
292	0	0	0	0.03	0.03	0.06	0.07	0.08
322	0	0	0	0.03	0.07	0.08	0.09	0.09
347		0	0	0.01	0.02	0.06	0.08	0.09
Promedio	0	0	0.02	0.09	0.12	0.16	0.08	0.07

Tabla 5.29 (II) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0.03	0.05	0.02	0.00	0	0	0
45	0	0	0.01	0.01	0	0	0
74	0.09	0.08	0.07	0.07	0.05	0	0
105	0.09	0.09	0.09	0.08	0.07	0.05	0
135	0.05	0.05	0.02	0.03	0.01	0	0
161	0.10	0.10	0.09	0.09	0.08	0.08	0.06
199	0.09	0.08	0.08	0.08	0.07	0.07	0.04
230	2.40	1.98	1.00	0.26	0.14	0.25	0
261	0	0	0	0.02	0.03	0.03	0
292	0.08	0.08	0.07	0.06	0.04	0	0
322	0.09	0.08	0.06	0.03	0	0	0
347	0.07	0.07	0.05	0.01	0	0	0
Promedio	0.26	0.22	0.13	0.06	0.04	0.04	0.01

Tabla 5.30 (I) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.02	0.13	0.45	0.47	0.47
45	0	0	0	0	0.03	0.02	0	0
74	0	0	0.07	0.28	0.39	0.47	0.52	0.53
105	0	0.02	0.21	0.35	0.43	0.48	0.52	0.53
135	0	0.00	0.05	0.22	0.36	0.38	0.33	0.38
161	0	0.09	0.29	0.38	0.44	0.48	0.50	0.51
199	0	0	0	0	0.01	0.07	0.12	0.30
230	0	0	0.03	0.12	0.18	0.41	0.50	0.53
261	0	0	0.03	0.14	0.22	0.33	0.04	0.01
292	0	0	0	0.17	0.14	0.32	0.41	0.47
322	0	0	0	0.16	0.39	0.49	0.54	0.56
347	0	0	0	0.07	0.10	0.33	0.48	0.51
Promedio	0.00	0.01	0.07	0.16	0.24	0.35	0.37	0.40

Tabla 5.30 (II) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 30 (facetas planas)

Día	Hora						
	13	14	15	16	17	18	19
17	0.15	0.31	0.13	0	0	0	0
45	0	0.01	0.05	0.05	0.01	0	0
74	0.51	0.48	0.41	0.38	0.26	0	0
105	0.52	0.50	0.47	0.42	0.34	0.16	0
135	0.28	0.26	0.09	0.13	0.06	0.01	0
161	0.51	0.50	0.47	0.42	0.36	0.28	0.16
199	0.44	0.42	0.40	0.37	0.32	0.25	0.12
230	0.52	0.49	0.46	0.42	0.35	0.21	0
261	0	0	0.01	0.08	0.16	0.09	0
292	0.49	0.47	0.40	0.32	0.20	0	0
322	0.54	0.47	0.36	0.14	0	0	0
347	0.43	0.40	0.31	0.08	0	0	0
Promedio	0.37	0.36	0.30	0.23	0.17	0.08	0.02

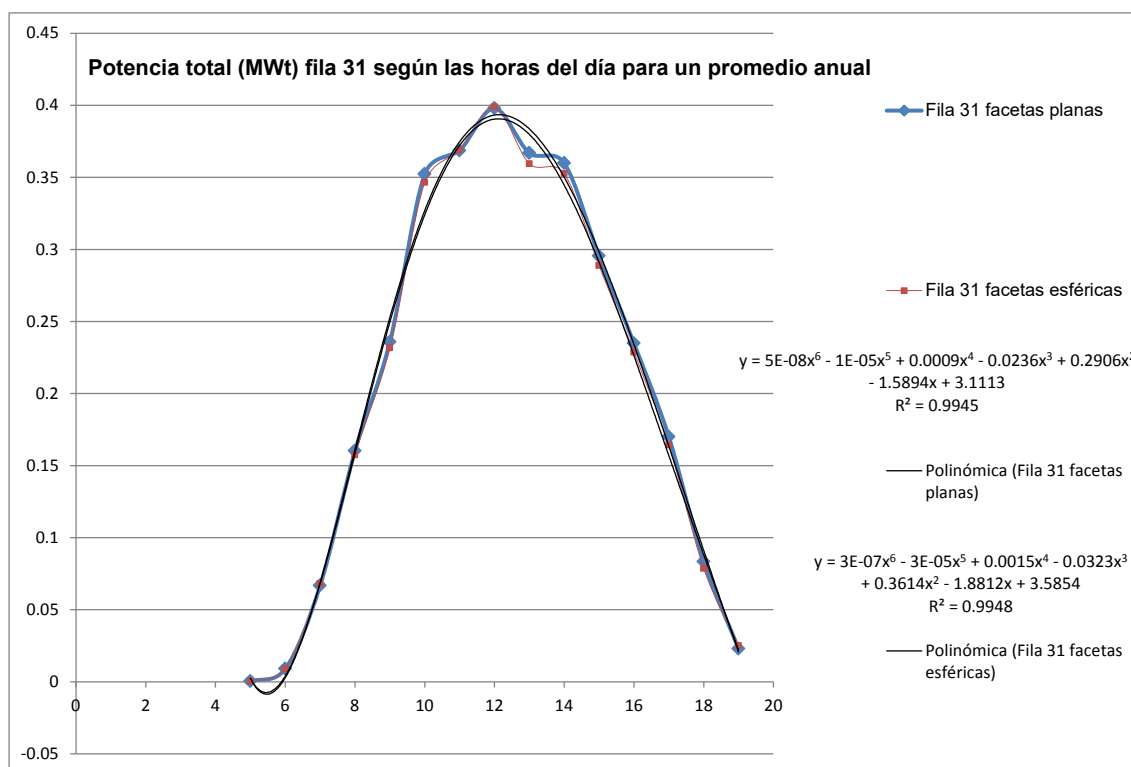


Figura 5.21 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila 31 (facetas esféricas y planas)

De la Figura 5.21 se deduce que los valores de potencia total, son muy similares para ambos casos, facetas planas y esféricas, siendo los valores para

el caso de estas últimas, ligeramente inferiores en el intervalo entre 13 y 14 horas.

Asimismo, las ecuaciones que se muestran a continuación y que reproducen los valores de potencia promedio anual para la fila 31, permiten predecir el comportamiento de la potencia generada con gran exactitud, siendo el coeficiente de ajuste próximo al 99.5%.

Facetas esféricas:

$$P_{\text{total fila 31}} = 5E-08x^6 - 1E-05x^5 + 0.0009x^4 - 0.0236x^3 + 0.2906x^2 - 1.5894x + 3.1113 \quad (5.14)$$

Facetas planas:

$$P_{\text{total fila 31}} = 3E-07x^6 - 3E-05x^5 + 0.0015x^4 - 0.0323x^3 + 0.3614x^2 - 1.8812x + 3.5854 \quad (5.15)$$

II. Análisis del factor de desbordamiento: fila 31

Tabla 5.31 (I) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.97	0.91	0.88	0.86	0.86
45	0	0	0	1.06	0.98	0.93	0.89	0.88
74	0	0	1.47	1.27	1.15	1.05	0.97	0.94
105	0	2.47	1.92	1.66	1.46	1.28	1.12	1.06
135	0	2.96	2.45	2.12	1.83	1.55	1.32	1.23
161	4.15	3.28	2.74	2.36	2.03	1.70	1.43	1.33
199	0	3.13	0	2.25	1.94	1.63	1.38	1.28
230	0	0	2.12	1.83	1.60	1.38	1.20	1.12
261	0	0	1.60	1.38	1.24	1.11	1.01	0.97
292	0	0	0	1.10	1.01	0.95	0.91	0.89
322	0	0	0	0.99	0.92	0.89	0.87	0.86
347	0	0	0	0.96	0.90	0.87	0.86	0.85
Promedio	0.35	0.99	1.23	1.50	1.33	1.19	1.07	1.02

Tabla 5.31 (II) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0.87	0.88	0.91	0.98	0	0	0
45	0.89	0.93	0.98	1.06	1.23	0	0
74	0.97	1.05	1.15	1.27	1.48	0	0
105	1.13	1.28	1.47	1.66	1.93	2.47	0
135	1.32	1.56	1.83	2.12	2.46	2.97	0
161	1.44	1.71	2.03	2.37	2.74	3.29	4.18
199	1.39	1.64	1.94	2.25	2.61	3.14	4.03
230	1.20	1.38	1.60	1.83	2.12	2.63	0
261	1.02	1.12	1.24	1.38	1.61	2.27	0
292	0.91	0.96	1.01	1.10	1.28	0	0
322	0.87	0.89	0.92	0.99	0	0	0
347	0.86	0.87	0.90	0.96	0	0	0
Promedio	1.07	1.19	1.33	1.50	1.46	1.40	0.75

Tabla 5.32 (I) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 32 (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	1.23	1.17	1.13	1.12	1.11
45	0	0	0	1.32	1.23	1.18	1.14	1.13
74	0	0	1.73	1.52	1.39	1.29	1.21	1.18
105	0	2.70	2.16	1.89	1.68	1.50	1.36	1.30
135	0	3.17	2.66	2.32	2.02	1.76	1.55	1.47
161	4.30	3.47	2.94	2.55	2.21	1.90	1.66	1.57
199	0	3.33	0	2.44	2.13	1.84	1.61	1.52
230	0	0	2.35	2.05	1.81	1.59	1.43	1.36
261	0	0	1.86	1.62	1.47	1.34	1.25	1.22
292	0	0	0	1.36	1.26	1.20	1.16	1.14
322	0	0	0	1.25	1.18	1.14	1.12	1.12
347	0	0	0	1.22	1.15	1.13	1.11	1.11
Promedio	0.36	1.06	1.37	1.73	1.56	1.42	1.31	1.27

Tabla 5.32 (II) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas planas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	1.12	1.13	1.17	1.24	0	0	0
45	1.14	1.18	1.23	1.32	1.50	0	0
74	1.21	1.29	1.39	1.52	1.74	0	0
105	1.36	1.50	1.68	1.89	2.17	2.70	0
135	1.55	1.76	2.03	2.32	2.67	3.18	0
161	1.67	1.91	2.22	2.55	2.94	3.48	4.33
199	1.62	1.84	2.13	2.45	2.82	3.34	4.18
230	1.43	1.60	1.81	2.05	2.35	2.86	0
261	1.25	1.35	1.47	1.63	1.86	2.52	0
292	1.16	1.20	1.26	1.36	1.54	0	0
322	1.12	1.14	1.18	1.25	0	0	0
347	1.11	1.13	1.15	1.22	0	0	0
Promedio	1.31	1.42	1.56	1.73	1.63	1.51	0.71

Se observa que, para heliostatos de facetas planas, los valores de desbordamiento son mayores a todas las horas del día, si bien el comportamiento de ambos casos sigue la misma tendencia ya comentada anteriormente para las diferentes horas del día.

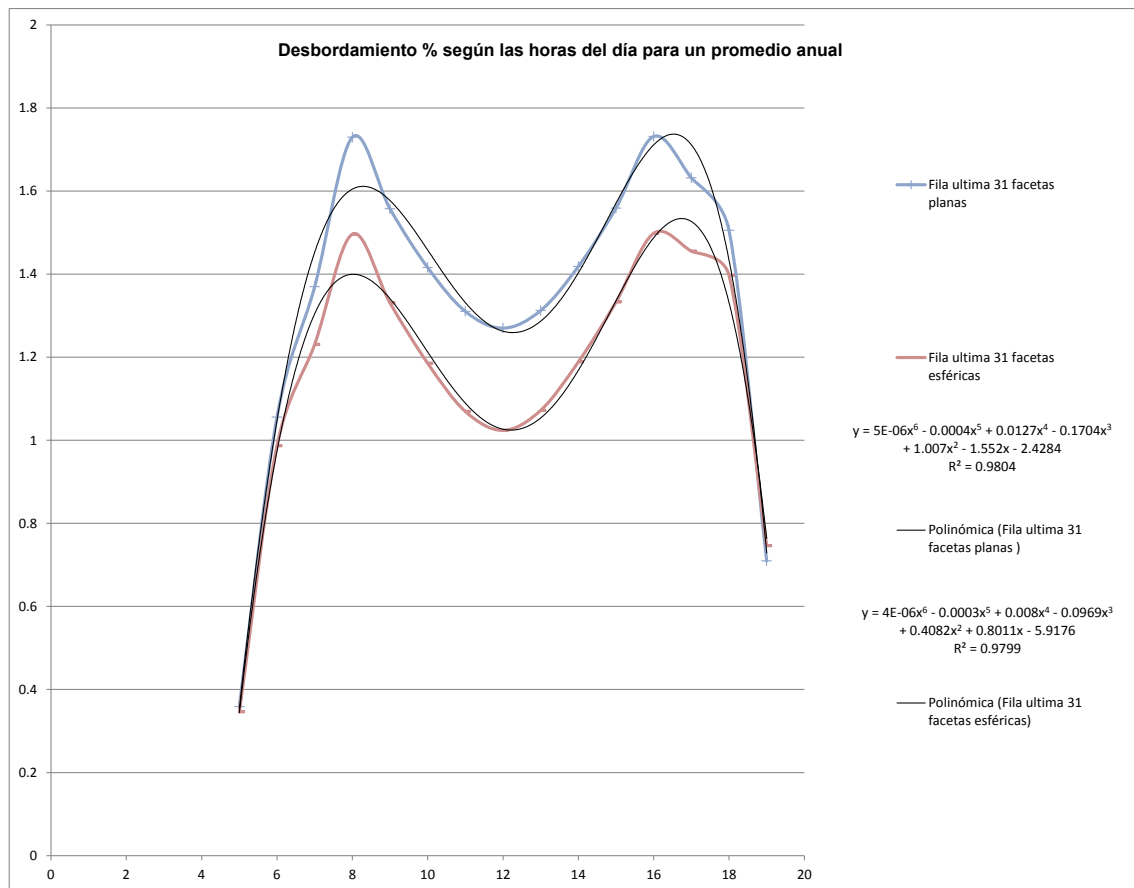


Figura 5.22 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 31 (facetas esféricas y planas).

Las ecuaciones correspondientes al desbordamiento promedio anual para heliostatos de facetas esféricas y planas son las siguientes.

Facetas esféricas:

$$\alpha_{\text{fila31}} = 4E-06x^6 - 0.0003x^5 + 0.008x^4 - 0.0969x^3 + 0.4082x^2 + 0.8011x - 5.9176 \quad (5.16)$$

Facetas planas:

$$\alpha_{\text{fila31}} = 5E-06x^6 - 0.0004x^5 + 0.0127x^4 - 0.1704x^3 + 1.007x^2 - 1.552x - 2.4284 \quad (5.17)$$

Es obvio comprobar que ambas ecuaciones permiten ajustar la evolución del factor de desbordamiento de los heliostatos de la fila 31 con gran exactitud, siendo el coeficiente de ajuste del 98%, lo que nos indica que, como en los

casos anteriores, se puede predecir el comportamiento de este parámetro, para esta sección del campo, con una precisión muy elevada.

III. Análisis de la densidad de potencia pico: fila 31

Tabla 5.33 (I) Densidad de potencia pico (kW/m²) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.01	0.05	0.17	0.18	0.18
45	0	0	0	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00
74	0	0	0.03	0.12	0.16	0.18	0.20	0.20
105	0	0.01	0.10	0.16	0.18	0.19	0.20	0.21
135	0	0	0.03	0.11	0.16	0.16	0.13	0.15
161	0	0.06	0.17	0.19	0.20	0.20	0.20	0.21
199	0	0	0	0	0	0.03	0.05	0.12
230	0	0	0.01	0.06	0.08	0.17	0.20	0.21
261	0	0	0.02	0.06	0.09	0.13	0.01	0
292	0	0	0	0.07	0.06	0.12	0.15	0.18
322	0	0	0	0.06	0.15	0.19	0.20	0.21
347	0	0	0	0.03	0.04	0.13	0.18	0.19
Promedio	0.00	0.01	0.04	0.07	0.10	0.14	0.14	0.16

Tabla 5.33 (II) Densidad de potencia pico (kW/m²) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0.06	0.12	0.05	0	0	0	0
45	0.00	0.00	0.02	0.02	0.01	0	0
74	0.20	0.19	0.16	0.15	0.11	0	0
105	0.21	0.20	0.19	0.17	0.15	0.09	0
135	0.12	0.11	0.04	0.06	0.03	0.01	0
161	0.22	0.22	0.20	0.18	0.16	0.15	0.10
199	0.18	0.18	0.17	0.16	0.14	0.13	0.08
230	0.21	0.20	0.19	0.17	0.15	0.12	0.00
261	0	0	0.01	0.03	0.07	0.05	0
292	0.19	0.18	0.15	0.13	0.08	0	0
322	0.20	0.18	0.14	0.06	0.00	0	0
347	0.16	0.15	0.12	0.03	0	0	0
Promedio	0.15	0.14	0.12	0.10	0.08	0.05	0.02

Tabla 5.34 (I) Densidad de potencia pico (kW/m²) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.34	1.89	6.43	6.82	6.69
45	0	0	0	0.00	0.48	0.26	0.01	0
74	0	0	0.92	4.00	5.64	6.69	7.39	7.62
105	0	0.22	2.90	4.93	6.12	6.89	7.37	7.54
135	0	0.02	0.64	3.09	5.03	5.38	4.62	5.34
161	0.05	1.17	3.96	5.30	6.14	6.78	7.09	7.12
199	0	0	0	0.00	0.11	1.00	1.69	4.21
230	0	0	0.36	1.73	2.60	5.86	7.16	7.48
261	0	0	0.53	2.00	3.19	4.67	0.55	0.10
292	0	0	0	2.39	2.03	4.58	5.82	6.73
322	0	0	0	2.31	5.58	7.02	7.74	8.00
347	0	0	0	0.96	1.38	4.77	6.91	7.31
Promedio	0.00	0.12	0.93	2.25	3.35	5.03	5.26	5.68

Tabla 5.34 (II) Densidad de potencia pico (kW/m²) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas planas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	2.19	4.39	1.85	0.01	0	0	0
45	0	0.18	0.72	0.78	0.17	0	0
74	7.36	6.91	5.84	5.44	3.59	0	0
105	7.44	7.06	6.61	5.91	4.65	2.18	0
135	3.97	3.73	1.21	1.82	0.83	0.17	0
161	7.14	7.06	6.50	5.80	4.80	3.64	2.00
199	6.15	5.92	5.61	5.11	4.33	3.24	1.47
230	7.44	7.00	6.49	5.84	4.76	2.85	0
261	0.02	0.01	0.18	1.15	2.17	1.18	0
292	7.07	6.81	5.79	4.57	2.80	0	0
322	7.80	6.75	5.15	2.01	0	0	0
347	6.20	5.72	4.40	1.14	0	0	0
Promedio	5.23	5.13	4.20	3.30	2.34	1.11	0.29

Se puede comprobar que, para todas las horas del día, la densidad de potencia pico es ligeramente inferior para el caso de heliostatos con facetas planas, si bien esta diferencia es poco significativa, detectándose las principales diferencias en las horas centrales del día.

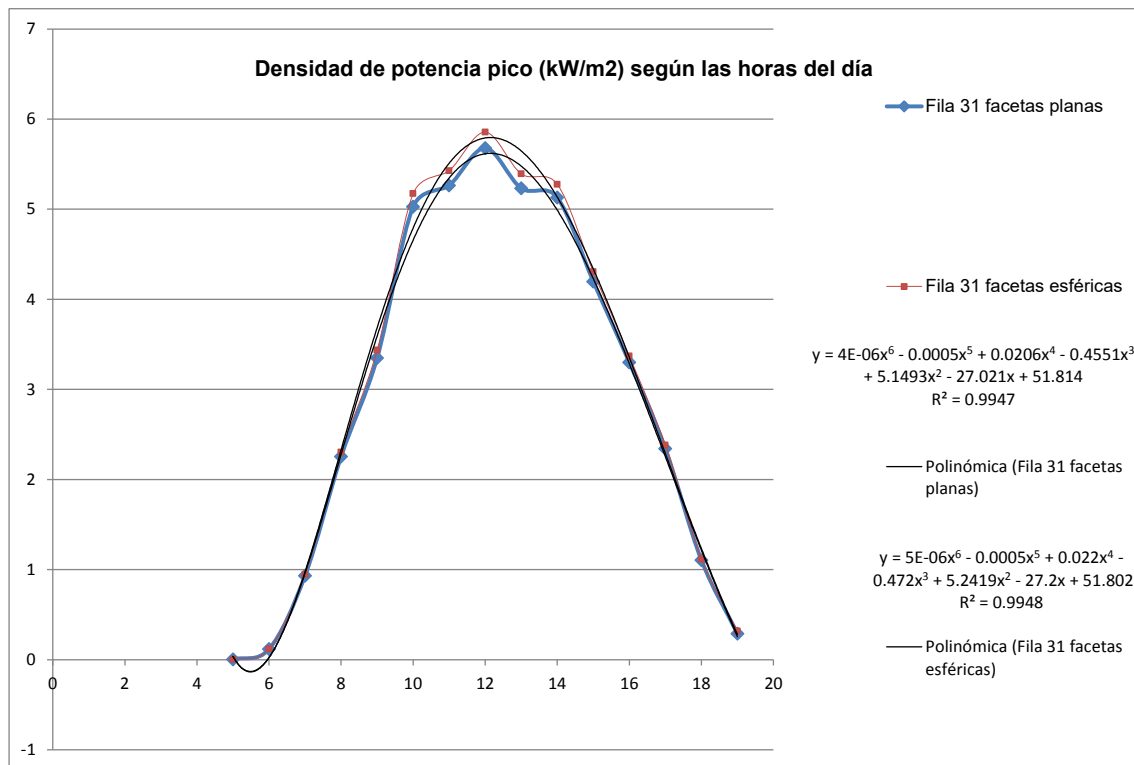


Figura 5.23 Densidad de potencia pico (kW/m²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 31 (facetas esféricas y planas)

Las ecuaciones que reproducen los valores de densidad de potencia pico promedio para la última fila son las siguientes.

Facetas esféricas:

$$P_{\text{pico fila 31}} = 4E-06x^6 - 0.0005x^5 + 0.0206x^4 - 0.4551x^3 + 5.1493x^2 - 27.021x + 51.814 \quad (5.18)$$

Facetas planas:

$$P_{\text{pico fila 31}} = y = 5E-06x^6 - 0.0005x^5 + 0.022x^4 - 0.472x^3 + 5.2419x^2 - 27.2x + 51.802 \quad (5.19)$$

Nuevamente se observa la gran precisión con que las ecuaciones polinomiales permiten predecir el comportamiento de la densidad de potencia pico, con coeficientes de ajuste en torno al 99.5%. Los gráficos de los parámetros de estudio y las ecuaciones de ajuste para las filas imaginarias 32 y 33 pueden encontrarse en el Anexo C.

5.4.4. Caso D: conjunto de filas del campo

A continuación se representan los datos de potencia total, desbordamiento y densidad de potencia pico en el receptor, para heliostatos de facetas esféricas y planas, para el conjunto de filas del campo de heliostatos PS10.

Además, con el fin de predecir el comportamiento más allá de la última fila, se simularán dos filas imaginarias que se denominarán como filas 32 y 33 tanto para el caso de heliostatos de facetas esféricas como planas.

I. Análisis de la potencia total: todas las filas

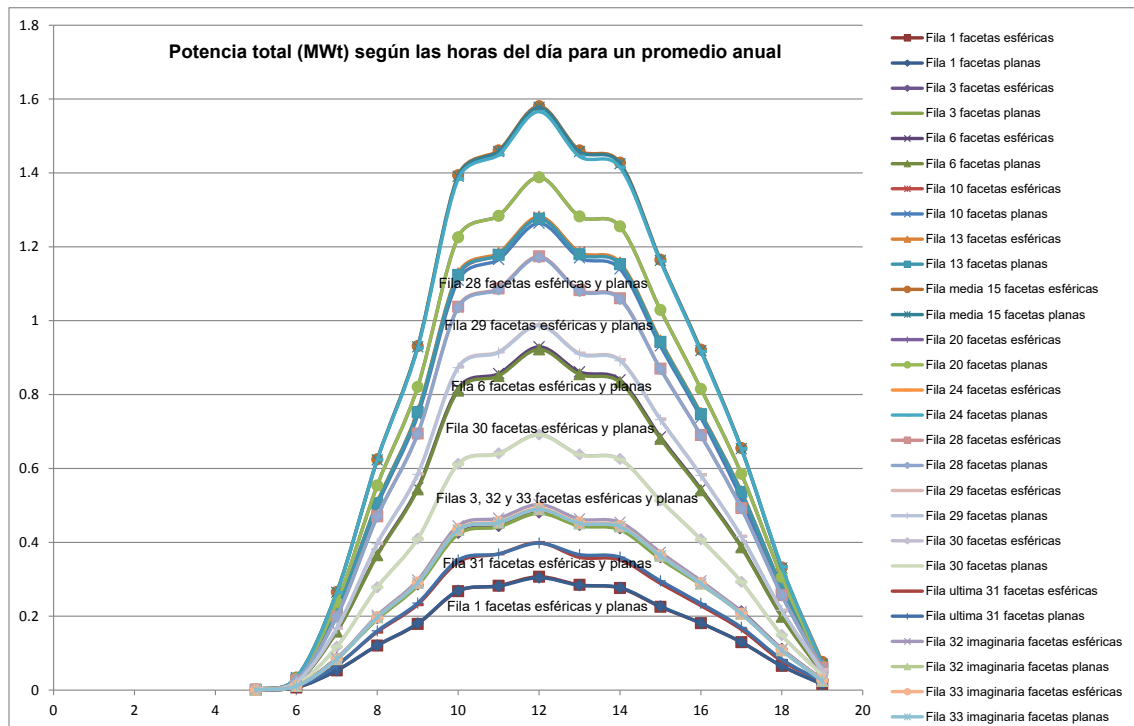


Figura 5.24 Potencia total promedio (MW_t) para cada hora del día, de un año tipo, para cada una de las filas de heliostatos del campo PS10 (facetas esféricas y planas)

De la observación de la Figura 5.24 se deduce que es para las filas más cercanas a la torre, filas 1, 3, 6 y 10, donde se producen ligeras diferencias entre la potencia total promedio entre el caso de heliostatos con facetas esféricas y facetas planas.

Para el resto de las filas, tanto para el caso de heliostatos con facetas planas como con facetas esféricas, los valores de potencia son muy similares,

observándose un ligero incremento en el caso de facetas esféricas, aunque ambos casos presentan el mismo comportamiento de valores máximos a las horas centrales del día, siendo dicho comportamiento simétrico con respecto a las 12 horas.

Seguidamente, se incluyen las ecuaciones que reproducen el comportamiento de la potencia total para el conjunto de las filas del campo de heliostatos PS10. Se ha indicado, además, la distancia de las filas a la base de la torre, en función de la altura óptica de ésta (THT), tanto para heliostatos con facetas esféricas como para heliostatos con facetas planas. Igualmente, en la tabla se indica el coeficiente de ajuste de la ecuación polinómica a los datos obtenidos en el proceso de simulación, con objeto de establecer el grado de reproducibilidad del comportamiento de la potencia total generada a partir de la parametrización establecida, hora del día (x).

Tabla 5.35 Ecuaciones paramétricas para la determinación de la potencia total (MW_t) en promedio anual para cada una de las filas de heliostatos del campo PS10 con facetas esféricas

Filas	d (THT)	Ecuación potencia total (P_{total}) facetas esféricas	R ²
Fila 1	0.8	$P_{total\ fila\ 1} = -9E-08x^6 - 2E-06x^5 + 0.0004x^4 - 0.0138x^3 + 0.1875x^2 - 1.0703x + 2.1387$	0.9956
Fila 3	1.1	$P_{total\ fila\ 3} = -2E-07x^6 - 2E-06x^5 + 0.0007x^4 - 0.0223x^3 + 0.3012x^2 - 1.7117x + 3.4083$	0.9953
Fila 6	1.6	$P_{total\ fila\ 6} = -2E-07x^6 - 1E-05x^5 + 0.0015x^4 - 0.0465x^3 + 0.609x^2 - 3.4207x + 6.7833$	0.9955
Fila 10	2.0	$P_{total\ fila\ 10} = 2E-07x^6 - 5E-05x^5 + 0.003x^4 - 0.0762x^3 + 0.9314x^2 - 5.0757x + 9.9185$	0.9955
Fila 13	2.6	$P_{total\ fila\ 13} = -3E-07x^6 - 1E-05x^5 + 0.002x^4 - 0.0627x^3 + 0.8344x^2 - 4.7176x + 9.3857$	0.9954
Fila 15	3.1	$P_{total\ fila\ 15} = 9E-08x^6 - 5E-05x^5 + 0.0034x^4 - 0.0915x^3 + 1.1422x^2 - 6.2835x + 12.34$	0.9953
Fila 20	4.0	$P_{total\ fila\ 20} = -2E-07x^6 - 3E-05x^5 + 0.0025x^4 - 0.0744x^3 + 0.9593x^2 - 5.3468x + 10.56$	0.9953
Fila 24	5.3	$P_{total\ fila\ 24} = 2E-07x^6 - 6E-05x^5 + 0.0037x^4 - 0.0967x^3 + 1.1834x^2 - 6.4459x + 12.589$	0.9952
Fila 28	6.6	$P_{total\ fila\ 28} = 7E-08x^6 - 4E-05x^5 + 0.0026x^4 - 0.0703x^3 + 0.8696x^2 - 4.7586x + 9.3126$	0.9952
Fila 29	7.0	$P_{total\ fila\ 29} = 3E-07x^6 - 5E-05x^5 + 0.0026x^4 - 0.0652x^3 + 0.779x^2 - 4.193x + 8.1353$	0.9951
Fila 30	7.3	$P_{total\ fila\ 30} = 4E-07x^6 - 5E-05x^5 + 0.0022x^4 - 0.0504x^3 + 0.5825x^2 - 3.0826x + 5.9269$	0.995
Fila 31	7.7	$P_{total\ fila\ 31} = 3E-07x^6 - 3E-05x^5 + 0.0015x^4 - 0.0323x^3 + 0.3614x^2 - 1.8812x + 3.5854$	0.9948
Fila 32	8.1	$P_{total\ fila\ 32} = 1E-07x^6 - 2E-05x^5 + 0.0013x^4 - 0.0324x^3 + 0.3901x^2 - 2.1065x + 4.0936$	0.9951
Fila 33	8.5	$P_{total\ fila\ 33} = 1E-07x^6 - 2E-05x^5 + 0.0013x^4 - 0.0318x^3 + 0.3823x^2 - 2.0643x + 4.0113$	0.9951

Tabla 5.36 Ecuaciones paramétricas para la determinación de la potencia total (MW_t) en promedio anual para cada una de las filas de heliostatos del campo PS10 con facetas planas

Filas	d (THT)	Ecuación potencia total facetas planas	R ²
Fila 1	0.8	$P_{total\ fila\ 1} = 1E-07x^6 - 2E-05x^5 + 0.0008x^4 - 0.0199x^3 + 0.236x^2 - 1.2658x + 2.4499$	0.9953
Fila 3	1.1	$P_{total\ fila\ 3} = -9E-08x^6 - 2E-06x^5 + 0.0004x^4 - 0.0138x^3 + 0.1875x^2 - 1.0703x + 2.1387$	0.9956
Fila 6	1.6	$P_{total\ fila\ 6} = -1E-07x^6 - 2E-05x^5 + 0.0016x^4 - 0.0479x^3 + 0.6206x^2 - 3.4714x + 6.87$	0.9955
Fila 10	2.0	$P_{total\ fila\ 10} = 2E-07x^6 - 5E-05x^5 + 0.003x^4 - 0.0762x^3 + 0.9338x^2 - 5.0982x + 9.9736$	0.9955
Fila 13	2.6	$P_{total\ fila\ 13} = -3E-07x^6 - 2E-05x^5 + 0.0021x^4 - 0.065x^3 + 0.8524x^2 - 4.7918x + 9.5071$	0.9954
Fila 15	3.1	$P_{total\ fila\ 15} = -3E-08x^6 - 4E-05x^5 + 0.0032x^4 - 0.0885x^3 + 1.1184x^2 - 6.1888x + 12.19$	0.9953
Fila 20	4.0	$P_{total\ fila\ 20} = -7E-08x^6 - 4E-05x^5 + 0.0028x^4 - 0.0778x^3 + 0.9845x^2 - 5.4446x + 10.711$	0.9953
Fila 24	5.3	$P_{total\ fila\ 24} = 3E-07x^6 - 7E-05x^5 + 0.004x^4 - 0.1002x^3 + 1.2103x^2 - 6.5508x + 12.752$	0.9952
Fila 28	6.6	$P_{total\ fila\ 28} = 2E-07x^6 - 5E-05x^5 + 0.0028x^4 - 0.0726x^3 + 0.8881x^2 - 4.8331x + 9.4314$	0.9952
Fila 29	7.0	$P_{total\ fila\ 29} = 2E-07x^6 - 4E-05x^5 + 0.0025x^4 - 0.0631x^3 + 0.7626x^2 - 4.1275x + 8.0313$	0.9952
Fila 30	7.3	$P_{total\ fila\ 30} = 4E-07x^6 - 5E-05x^5 + 0.0023x^4 - 0.0523x^3 + 0.597x^2 - 3.1402x + 6.0178$	0.995
Fila 31	7.7	$P_{total\ fila\ 31} = -9E-08x^6 - 2E-06x^5 + 0.0004x^4 - 0.0138x^3 + 0.1875x^2 - 1.0703x + 2.1387$	0.9956
Fila 32	8.1	$P_{total\ fila\ 32} = 8E-08x^6 - 2E-05x^5 + 0.0012x^4 - 0.0314x^3 + 0.3821x^2 - 2.0738x + 4.04$	0.995
Fila 33	8.5	$P_{total\ fila\ 33} = 9E-08x^6 - 2E-05x^5 + 0.0012x^4 - 0.031x^3 + 0.3757x^2 - 2.0363x + 3.9644$	0.9951

II. Análisis del factor de desbordamiento: todas las filas

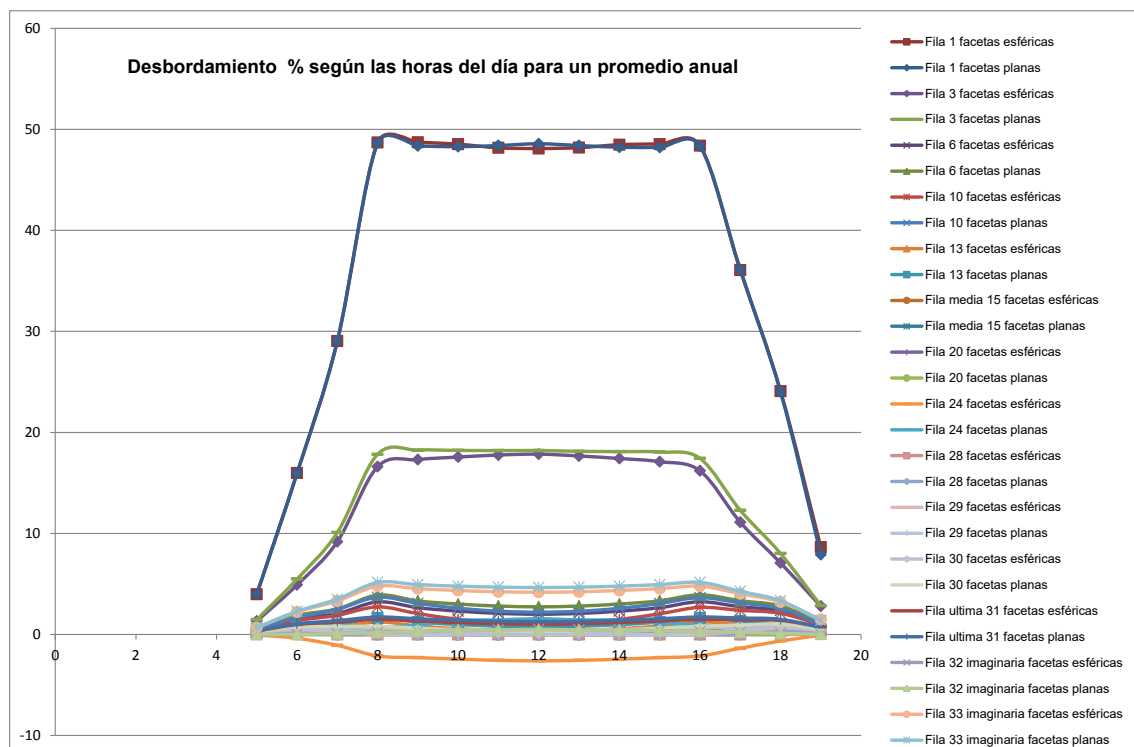


Figura 5.25 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, para cada una de las filas del campo de heliostatos PS10 incluyendo dos filas imaginarias 32 y 33 (facetas esféricas y planas)

Se puede observar en la Figura 5.25 que las filas más próximas a la torre, filas 1 y 3, presentan un factor de desbordamiento muy superior al resto de las filas, hecho que ya ha sido comentando en el análisis de dicho factor cuando se estudió el caso de la fila 1, y que afecta, igualmente, a la fila 3. Puesto que dicho comportamiento sólo afecta a las filas próximas a la torre, se ha procedido a estudiar el comportamiento global del campo excluyendo estas dos filas, de manera que éste no se vea afectado por las perturbaciones introducidas por las filas mencionadas, para lo cual, se ha generado una nueva gráfica, eliminando dichas filas. El resultado se muestra en la Figura 5.26 que se incluye a continuación.

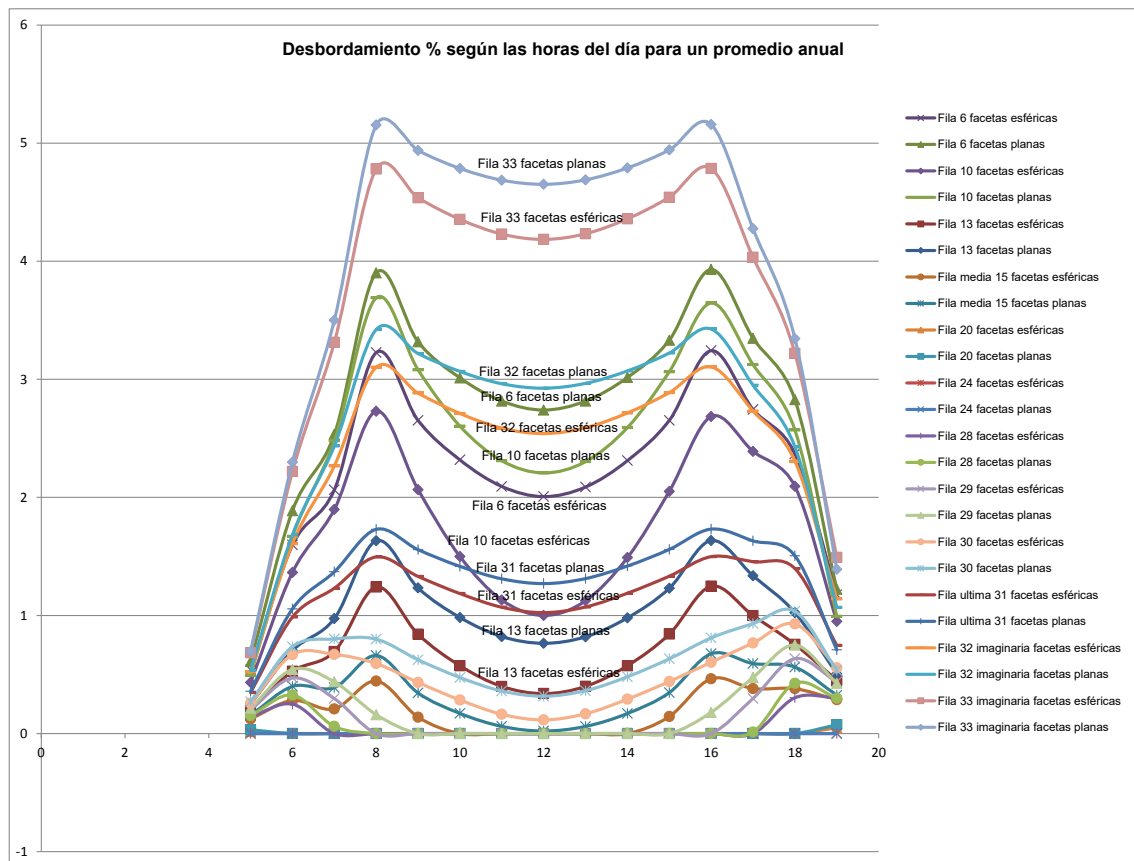


Figura 5.26 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, para las filas 6 a la 31 de heliostatos del campo PS10, incluyendo dos filas imaginarias 32 y 33 (facetas esféricas y planas)

En este nuevo estudio, se puede observar que para todas las filas de heliostatos el desbordamiento con facetas planas es superior al mostrado con facetas esféricas. Por otra parte, a medida que nos alejamos de la torre, es

decir, cuanto más lejos se encuentra la fila de heliostatos del receptor, menor es el desbordamiento tanto para facetas esféricas como para planas, hasta llegar a una fila crítica a partir de la cual el factor de desbordamiento vuelve a aumentar. Dicha fila, para el caso del campo PS10, coincide con la fila 24. Las dos filas imaginarias, 32 y 33, muestran un factor de desbordamiento incluso por encima de los valores de la fila 6, aunque en ningún caso llegando a alcanzar los valores de las filas 1 y 3.

El hecho de que el factor de desbordamiento muestre un comportamiento como el señalado se achaca a un fenómeno combinado entre el incremento del tamaño de la mancha solar a medida que nos alejamos de la torre, y el factor de forma más acusado cuanto más cerca se encuentra el heliostato a la torre y el efecto de astigmatismo que es mayor cuanto mayor es el efecto coseno y mayor es la distancia a la torre. Estos efectos dan lugar a una variación en la función que reproduce el factor de desbordamiento que pasa por un mínimo, el cual, para nuestro caso, corresponde a la fila 24. Se presupone, a partir de este análisis, que cualquier campo solar con la misma configuración que el estudiado, PS10, deberá mostrar un comportamiento análogo en lo relativo al factor de desbordamiento, si bien la fila para la que el mínimo se produzca variará de unos a otros en función del número de filas y la distancia de cada una de ellas a la torre.

Por otro lado, tanto para las filas de facetas planas como esféricas, el comportamiento del factor de desbordamiento es el mismo, disminuyendo su valor en las horas centrales del día y aumentando en los extremos, primeras horas de la mañana, en torno a las 8 h y últimas horas de la tarde, alrededor de las 16 h. Este comportamiento ya ha sido debidamente justificado en el análisis del factor de desbordamiento de las filas analizadas, 1, 15 y 31, y se ha explicado de forma complementaria en el Anexo A.

Por otra parte, tanto para facetas planas como esféricas la diferencia de desbordamiento entre las horas centrales del día y las horas extremas, 8 h y 16 h, es menos acusada a partir de la fila 13, de manera que desde la fila 13 hasta la 24 la tendencia del factor de desbordamiento a las diferentes horas del día

es más suave, empezando a dominar por tanto el efecto de la distancia del heliostato a la torre frente al efecto coseno.

Tabla 5.37 Ecuaciones paramétricas del factor de desbordamiento promedio anual para cada una de las filas de heliostatos del campo PS10 con facetas esféricas

Filas	d (THT)	Ecuación desbordamiento(α) facetas esféricas	R ²
Fila 1	0.8	$\alpha_{fila1} = 0.0009x^6 - 0.0651x^5 + 1.9066x^4 - 28.426x^3 + 225.2x^2 - 883.16x + 1340.8$	0.9885
Fila 3	1.1	$\alpha_{fila3} = 0.0003x^6 - 0.0245x^5 + 0.7181x^4 - 10.747x^3 + 85.917x^2 - 342.1x + 529.87$	0.9891
Fila 6	1.6	$\alpha_{fila6} = 0.0003x^6 - 0.0245x^5 + 0.7181x^4 - 10.747x^3 + 85.917x^2 - 342.1x + 529.87$	0.9891
Fila 10	2.0	$\alpha_{fila10} = 6E-05x^6 - 0.0043x^5 + 0.1232x^4 - 1.7855x^3 + 13.502x^2 - 49.812x + 70.511$	0.958
Fila 13	2.6	$\alpha_{fila13} = 4E-05x^6 - 0.0031x^5 + 0.0883x^4 - 1.291x^3 + 9.9852x^2 - 38.445x + 57.879$	0.911
Fila 15	3.1	$\alpha_{fila15} = 8E-06x^6 - 0.0006x^5 + 0.0179x^4 - 0.2549x^3 + 1.8794x^2 - 6.725x + 9.2711$	0.8307
Fila 20	4.0	$\alpha_{fila20} = 1E-06x^6 - 9E-05x^5 + 0.0026x^4 - 0.0384x^3 + 0.3064x^2 - 1.2648x + 2.1072$	0.977
Fila 24	5.3	No aplica todos los resultados obtenidos son de desbordamiento 0	
Fila 28	6.6	$\alpha_{fila28} = -1E-05x^6 + 0.001x^5 - 0.0288x^4 + 0.4303x^3 - 3.4551x^2 + 14.034x - 22.299$	0.8561
Fila 29	7.0	$\alpha_{fila29} = -4E-05x^6 + 0.0027x^5 - 0.0774x^4 + 1.1589x^3 - 9.3884x^2 + 38.769x - 63.173$	0.9688
Fila 30	7.3	$\alpha_{fila30} = -1E-05x^6 + 0.0007x^5 - 0.0221x^4 + 0.3516x^3 - 3.1367x^2 + 14.605x - 26.648$	0.9882
Fila 31	7.7	$\alpha_{fila31} = 4E-06x^6 - 0.0003x^5 + 0.008x^4 - 0.0969x^3 + 0.4082x^2 + 0.8011x - 5.9176$	0.9799
Fila 32	8.1	$\alpha_{fila32} = 3E-05x^6 - 0.002x^5 + 0.0584x^4 - 0.8439x^3 + 6.2462x^2 - 21.555x + 26.954$	0.9834
Fila 33	8.5	$\alpha_{fila32} = 5E-05x^6 - 0.0039x^5 + 0.1129x^4 - 1.6549x^3 + 12.631x^2 - 46.262x + 63.74$	0.9849

Tabla 5.38 Ecuaciones paramétricas del factor de desbordamiento promedio anual para cada una de las filas de heliostatos del campo PS10 con facetas planas

Filas	d (THT)	Ecuación desbordamiento (α) facetas planas	R ²
Fila 1	0.8	$\alpha_{fila1} = 0.0008x^6 - 0.0609x^5 + 1.788x^4 - 26.697x^3 + 211.64x^2 - 829.08x + 1255.4$	0.9877
Fila 3	1.1	$\alpha_{fila3} = 0.0004x^6 - 0.0264x^5 + 0.7717x^4 - 11.53x^3 + 91.847x^2 - 363.86x + 560.25$	0.9881
Fila 6	1.6	$\alpha_{fila6} = 0.0004x^6 - 0.0264x^5 + 0.7717x^4 - 11.53x^3 + 91.847x^2 - 363.86x + 560.25$	0.9881
Fila 10	2.0	$\alpha_{fila10} = 6E-05x^6 - 0.0046x^5 + 0.1345x^4 - 1.9678x^3 + 15.034x^2 - 55.902x + 79.471$	0.9625
Fila 13	2.6	$\alpha_{fila13} = 4E-05x^6 - 0.003x^5 + 0.0875x^4 - 1.282x^3 + 9.909x^2 - 37.904x + 56.389$	0.9262
Fila 15	3.1	$\alpha_{fila15} = 2E-05x^6 - 0.0011x^5 + 0.0329x^4 - 0.4737x^3 + 3.5515x^2 - 13.013x + 18.417$	0.9139
Fila 20	4.0	$\alpha_{fila20} = 2E-06x^6 - 0.0002x^5 + 0.0043x^4 - 0.0641x^3 + 0.5171x^2 - 2.1566x + 3.6328$	0.9788
Fila 24	5.3	No aplica todos los resultados obtenidos son de desbordamiento 0	
Fila 28	6.6	$\alpha_{fila28} = -2E-05x^6 + 0.0016x^5 - 0.0466x^4 + 0.6972x^3 - 5.616x^2 + 22.977x - 36.973$	0.8465
Fila 29	7.0	$\alpha_{fila29} = -4E-05x^6 + 0.0028x^5 - 0.0805x^4 + 1.2088x^3 - 9.8579x^2 + 41.123x - 67.816$	0.9944
Fila 30	7.3	$\alpha_{fila30} = -9E-06x^6 + 0.0006x^5 - 0.0182x^4 + 0.2914x^3 - 2.6558x^2 + 12.771x - 24.04$	0.9854
Fila 31	7.7	$\alpha_{fila31} = 5E-06x^6 - 0.0004x^5 + 0.0127x^4 - 0.1704x^3 + 1.007x^2 - 1.552x - 2.4284$	0.9804
Fila 32	8.1	$\alpha_{fila32} = 3E-05x^6 - 0.0023x^5 + 0.0666x^4 - 0.9723x^3 + 7.3148x^2 - 25.924x + 33.801$	0.9842
Fila 33	8.5	$\alpha_{fila33} = 6E-05x^6 - 0.0042x^5 + 0.1232x^4 - 1.8164x^3 + 13.986x^2 - 51.863x + 72.646$	0.9856

Se puede observar, analizando los valores proporcionados por las Tablas 5.38 y 5.39, que la parametrización del comportamiento del factor de desbordamiento se ajusta bastante bien a una ecuación polinómica, con coeficientes de regresión en torno al 98% en la mayoría de los casos, los que nos permite indicar que dicho comportamiento es perfectamente predecible con gran exactitud. Únicamente se han encontrado algunas desviaciones en las filas centrales del campo, donde el ajuste se reduce a un valor entre 85% y 90%.

III. Análisis de la densidad de potencia pico: todas las filas

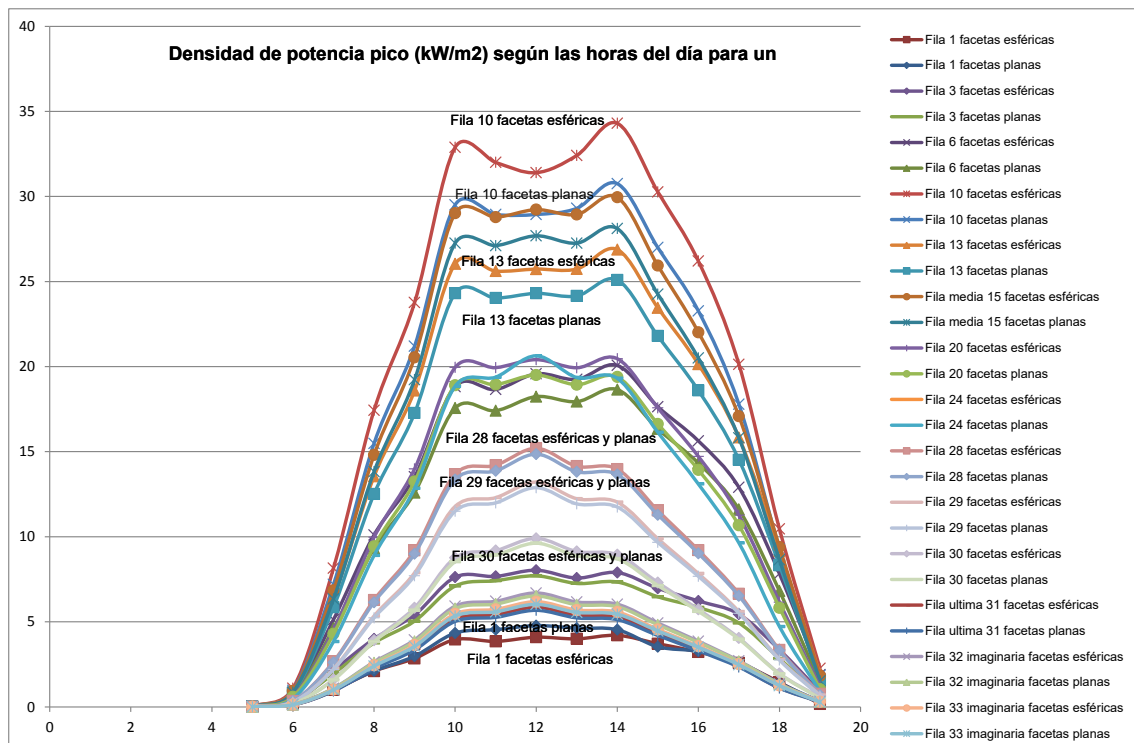


Figura 5.27 Densidad de potencia pico promedio (kW/m^2) para cada hora del día, de un año tipo, para cada fila de heliostatos del campo PS10, incluyendo dos filas imaginarias 32 y 33 (facetas esféricas y planas)

Podemos apreciar que para el conjunto de filas del campo, los valores de densidad de potencia pico son superiores para el caso de los heliostatos con facetas esféricas, a excepción de la primera fila en que el valor es superior para el caso de facetas planas. El hecho de que se observe una mayor densidad de potencia pico cuando se emplean facetas esféricas es lógico, puesto que

dichas facetas permiten un cierto grado de concentración que reduce la imagen especular, mancha solar, aumentando así la densidad de potencia pico. La anomalía mostrada por la primera fila se atribuye al acusado factor de forma y al achatamiento de la mancha para facetas planas como ya se ha explicado anteriormente.

Tabla 5.39 Ecuaciones paramétricas del factor de desbordamiento promedio anual para cada una de las filas de heliostatos del campo PS10 con facetas esféricas

Filas	d (THT)	Ecuación densidad de potencia pico (P_{pico}) facetas esféricas	R ²
Fila 1	0.8	$P_{pico\ fila\ 1} = 5E-05x^6 - 0.0039x^5 + 0.1239x^4 - 2.0202x^3 + 17.837x^2 - 79.58x + 139.53$	0.993
Fila 3	1.1	$P_{pico\ fila\ 3} = 2E-05x^6 - 0.002x^5 + 0.0733x^4 - 1.341x^3 + 12.905x^2 - 60.058x + 105.48$	0.9932
Fila 6	1.6	$P_{pico\ fila\ 6} = 0.0004x^6 - 0.0305x^5 + 0.9313x^4 - 14.692x^3 + 125.2x^2 - 535.87x + 892.98$	0.9914
Fila 10	2.0	$P_{pico\ fila\ 10} = 0.0004x^6 - 0.0305x^5 + 0.9313x^4 - 14.692x^3 + 125.2x^2 - 535.87x + 892.98$	0.9914
Fila 13	2.6	$P_{pico\ fila\ 13} = 0.0002x^6 - 0.0164x^5 + 0.5177x^4 - 8.4511x^3 + 74.393x^2 - 326.62x + 554.23$	0.9926
Fila 15	3.1	$P_{pico\ fila\ 15} = 0.0002x^6 - 0.017x^5 + 0.5377x^4 - 8.8297x^3 + 78.294x^2 - 346.15x + 590.89$	0.9932
Fila 20	4.0	$P_{pico\ fila\ 20} = 0.0001x^6 - 0.01x^5 + 0.3214x^4 - 5.3608x^3 + 48.304x^2 - 216.44x + 373.26$	0.9935
Fila 24	5.3	$P_{pico\ fila\ 24} = 7E-05x^6 - 0.0055x^5 + 0.1877x^4 - 3.3485x^3 + 32.234x^2 - 152.22x + 272.85$	0.9946
Fila 28	6.6	$P_{pico\ fila\ 28} = 2E-05x^6 - 0.0021x^5 + 0.0792x^4 - 1.5773x^3 + 16.584x^2 - 83.1x + 154.76$	0.9949
Fila 29	7.0	$P_{pico\ fila\ 29} = 1E-05x^6 - 0.0013x^5 + 0.0542x^4 - 1.1503x^3 + 12.646x^2 - 65.129x + 123.37$	0.9949
Fila 30	7.3	$P_{pico\ fila\ 30} = 7E-06x^6 - 0.0008x^5 + 0.0339x^4 - 0.7578x^3 + 8.6262x^2 - 45.387x + 87.133$	0.9949
Fila 31	7.7	$P_{pico\ fila\ 31} = 4E-06x^6 - 0.0005x^5 + 0.0206x^4 - 0.4551x^3 + 5.1493x^2 - 27.021x + 51.814$	0.9947
Fila 32	8.1	$P_{pico\ fila\ 32} = 1E-06x^6 - 0.0003x^5 + 0.0167x^4 - 0.4219x^3 + 5.1258x^2 - 27.871x + 54.449$	0.995
Fila 33	8.5	$P_{pico\ fila\ 33} = 1E-06x^6 - 0.0003x^5 + 0.0153x^4 - 0.3873x^3 + 4.7141x^2 - 25.654x + 50.136$	0.995

Tabla 5.40 Ecuaciones paramétricas del factor de desbordamiento promedio anual para cada una de las filas de heliostatos del campo PS10 con facetas planas

Filas	d (THT)	Ecuación densidad de potencia pico (P_{pico}) facetas esféricas	R ²
Fila 1	0.8	$P_{pico\ fila\ 1} = 2E-05x^6 - 0.0016x^5 + 0.0562x^4 - 1.0437x^3 + 10.353x^2 - 50.666x + 95.426$	0.9917
Fila 3	1.1	$P_{pico\ fila\ 3} = 2E-05x^6 - 0.0017x^5 + 0.062x^4 - 1.1575x^3 + 11.337x^2 - 53.471x + 94.844$	0.9947
Fila 6	1.6	$P_{pico\ fila\ 6} = 0.0001x^6 - 0.0088x^5 + 0.2841x^4 - 4.7203x^3 + 42.205x^2 - 187.2x + 319.27$	0.9942
Fila 10	2.0	$P_{pico\ fila\ 10} = 0.0003x^6 - 0.0242x^5 + 0.744x^4 - 11.839x^3 + 101.82x^2 - 439.23x + 736.35$	0.9926
Fila 13	2.6	$P_{pico\ fila\ 13} = 0.0002x^6 - 0.014x^5 + 0.4452x^4 - 7.3281x^3 + 65.06x^2 - 287.68x + 490.81$	0.993
Fila 15	3.1	$P_{pico\ fila\ 15} = 0.0002x^6 - 0.0149x^5 + 0.4758x^4 - 7.8626x^3 + 70.171x^2 - 311.89x + 534.54$	0.9935
Fila 20	4.0	$P_{pico\ fila\ 20} = 0.0001x^6 - 0.0088x^5 + 0.2844x^4 - 4.7868x^3 + 43.482x^2 - 196.01x + 339.45$	0.9938
Fila 24	5.3	$P_{pico\ fila\ 24} = 6E-05x^6 - 0.0051x^5 + 0.1742x^4 - 3.1382x^3 + 30.452x^2 - 144.6x + 260.1$	0.9947
Fila 28	6.6	$P_{pico\ fila\ 28} = 2E-05x^6 - 0.0019x^5 + 0.0753x^4 - 1.5134x^3 + 15.994x^2 - 80.36x + 149.87$	0.9949
Fila 29	7.0	$P_{pico\ fila\ 29} = 1E-05x^6 - 0.0013x^5 + 0.0534x^4 - 1.132x^3 + 12.422x^2 - 63.884x + 120.87$	0.9949
Fila 30	7.3	$P_{pico\ fila\ 30} = 8E-06x^6 - 0.0008x^5 + 0.0358x^4 - 0.7799x^3 + 8.7368x^2 - 45.535x + 86.912$	0.9949
Fila 31	7.7	$P_{pico\ fila\ 31} = 5E-06x^6 - 0.0005x^5 + 0.022x^4 - 0.472x^3 + 5.2419x^2 - 27.2x + 51.802$	0.9948
Fila 32	8.1	$P_{pico\ fila\ 32} = 2E-06x^6 - 0.0003x^5 + 0.0181x^4 - 0.4388x^3 + 5.2173x^2 - 28.044x + 54.424$	0.995
Fila 33	8.5	$P_{pico\ fila\ 33} = 2E-06x^6 - 0.0003x^5 + 0.0164x^4 - 0.401x^3 + 4.787x^2 - 25.782x + 50.083$	0.995

La parametrización del comportamiento de la densidad de potencia pico muestra un ajuste prácticamente perfecto, superior al 99% en todos los casos, tanto para facetas planas como esféricas; esto nos permite señalar que la predicción de dicha densidad de potencia puede ser realizada con gran exactitud en cualesquiera condición para las diferentes situaciones del campo, tipo de faceta o posición relativa del heliostato respecto a la torre.

5.5. Análisis anual del campo total de heliostatos

En esta sección se llevan a cabo las simulaciones para todo el campo de heliostatos de PS10 para los días del año tipo anteriormente indicados.

I. Análisis de la potencia total

Los resultados de la simulación de la potencia promedio anual con facetas planas y esféricas se presentan en las siguientes tablas y gráficas.

Tabla 5.41 (I) Potencia promedio anual (MW_t) del campo de heliostatos PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo(facetas esféricas)

Día	Hora							
	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	1.56	11.05	39.62	42.63	42.01
45	0	0	0	0.01	2.95	1.62	0.06	0.02
74	0	0	4.87	24.65	36.15	43.11	47.81	49.40
105	0	1.24	17.91	32.47	40.49	45.62	48.84	50.07
135	0	0.14	4.36	21.20	34.32	36.60	31.38	36.31
161	0.20	7.54	27.74	37.12	42.56	46.72	48.84	49.02
199	0	0.03	0.00	0.02	0.73	6.82	11.56	28.82
230	0	0	2.33	11.59	17.39	39.19	47.95	50.14
261	0	0	2.97	12.68	20.62	30.35	3.58	0.64
292	0	0	0	13.66	12.70	29.03	37.16	43.02
322	0	0	0	11.18	33.04	43.49	48.57	50.44
347	0	0	0	4.11	7.85	29.06	42.91	45.63
Promedio	0.02	0.75	8.60	14.19	21.65	32.60	34.27	37.13

Tabla 5.41 (II) Potencia promedio anual (MW_i) del campo de heliostatos PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	13.69	27.11	10.90	0.07	0	0	0
45	0.03	1.15	4.43	4.33	0.61	0	0
74	47.67	44.58	37.49	33.77	19.25	0	0
105	49.33	46.81	43.81	39.03	29.10	12.50	0
135	27.01	25.41	8.28	12.53	5.68	1.02	0
161	49.18	48.73	45.14	40.64	33.73	23.77	9.11
199	42.09	40.57	38.64	35.53	29.97	20.52	6.01
230	49.84	46.86	43.53	39.21	30.97	16.46	0
261	0.16	0.09	1.19	7.31	12.28	7.13	0
292	45.11	43.27	36.29	26.27	11.67	0	0
322	49.02	41.96	30.74	9.90	0	0	0
347	38.56	34.97	25.30	5.08	0	0	0
Promedio	34.31	33.46	27.15	21.14	15.75	7.40	1.51

Tabla 5.42 (I) Potencia promedio anual (MW_i) del campo de heliostatos PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	1.55	11.02	39.54	42.53	41.92
45	0	0	0	0.01	2.94	1.62	0.06	0.02
74	0	0	4.85	24.58	36.06	43.00	47.68	49.27
105	0	1.24	17.85	32.37	40.37	45.49	48.69	49.92
135	0	0.14	4.34	21.13	34.21	36.48	31.27	36.18
161	0.20	7.51	27.64	36.99	42.41	46.55	48.66	48.84
199	0	0.03	0	0.02	0.72	6.80	11.52	28.72
230	0	0	2.32	11.56	17.33	39.07	47.79	49.98
261	0	0	2.96	12.64	20.57	30.26	3.57	0.63
292	0	0	0	13.62	12.67	28.96	37.07	42.91
322	0	0	0	11.15	32.95	43.40	48.47	50.33
347	0	0	0	4.10	7.83	29.00	42.82	45.53
Promedio	0.02	0.74	6.00	14.14	21.59	32.51	34.18	37.02

Tabla 5.42 (II) Potencia promedio anual (MW_i) del campo de heliostatos PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	13.66	27.05	10.87	0.07	0	0	0
45	0.03	1.15	4.42	4.32	0.60	0	0
74	47.54	44.47	37.39	33.67	19.19	0	0
105	49.17	46.67	43.68	38.91	29.00	12.46	0
135	26.92	25.32	8.26	12.49	5.66	1.01	0
161	49.00	48.55	44.98	40.50	33.62	23.69	9.09
199	41.94	40.43	38.51	35.41	29.87	20.45	6.00
230	49.68	46.71	43.40	39.08	30.87	16.41	0
261	0.16	0.09	1.19	7.29	12.25	7.11	0
292	45.01	43.17	36.20	26.20	11.64	0	0
322	48.91	41.87	30.67	9.88	0	0	0
347	38.48	34.90	25.23	5.07	0	0	0
Promedio	34.21	33.37	27.07	21.07	15.70	6.76	1.26

Se puede observar (Figura 5.28) que los valores de potencia promedio son prácticamente idénticos, independientemente del tipo de facetas utilizadas, si bien en las primeras horas del días se detecta un menor valor para facetas planas. Este comportamiento se puede considerar anómalo, al no producirse, de manera simétrica, en las últimas horas del día, por lo que dicha desviación no puede achacarse ni a la influencia del efecto coseno ni tampoco a efectos de solapamiento de los haces reflejados.

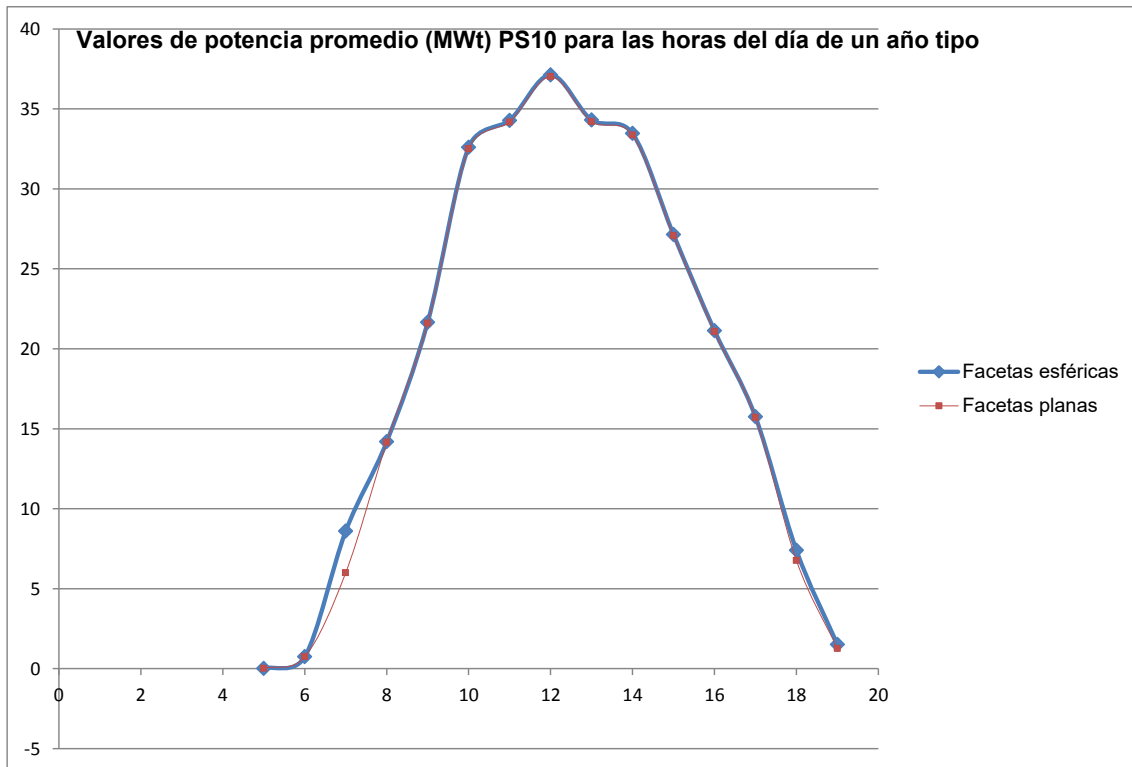


Figura 5.28 Potencia promedio (MW_t) para cada hora del día, de un año tipo, para el campo de heliostatos de PS10 (facetas esféricas y planas)

Dado que el estudio llevado a cabo corresponde a un proceso de simulación, se hace preciso establecer un análisis que permita predecir el valor aproximado de la potencia térmica anual generada por el campo de heliostatos PS10 tanto para el caso de facetas esféricas como planas.

Para ello, se determina la potencia total generada a partir de la contribución de las diferentes potencias promedio de cada uno de los casos.

$$P_{\text{total}} = 365 \sum_{h=5}^{19} P_{\text{promedio}} \quad (5.20)$$

donde h es la hora del día, desde las 5 am (h=5) hasta las 7 pm (h=19)

Los resultados obtenidos a partir del cálculo indicado por la ecuación 5.20 son los siguientes:

Tabla 5.43 Potencia total anual del campo PS10 con heliostatos de facetas esféricas y planas

P _{total facetas planas} (MW _t)	104 254.99
P _{total facetas esféricas} (MW _t)	105 817.43

Como se puede observar, existe una diferencia a favor de las facetas esféricas de **1,48%** entre ambos casos, valor que puede ser considerado poco significativo en términos porcentuales, pero que puede representar una cantidad de energía considerable en términos absolutos.

II. Análisis del factor de desbordamiento

El factor de desbordamiento promedio anual del campo de heliostatos PS10 con facetas planas y esféricas se presenta a continuación en las siguientes tablas y gráficas.

Tabla 5.44 (I) Factor de desbordamiento promedio anual del campo PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	99.21	94.14	80.70	81.01	83.23
45	0	0	0	99.99	98.43	99.22	99.97	99.99
74	0	0	97.54	86.11	80.43	79.22	80.37	82.91
105	0	99.38	89.67	80.04	76.59	77.28	79.87	82.79
135	0	99.92	97.10	85.17	78.37	80.68	86.59	87.20
161	0.16	95.37	79.68	72.16	71.85	74.41	78.55	82.30
199	0	99.99	0.00	99.99	99.53	96.32	94.99	89.71
230	0	0	98.60	92.55	89.61	80.08	80.01	82.63
261	0	0	98.39	92.63	88.63	85.28	98.54	99.78
292	0	0	0	93.05	93.25	86.03	84.36	84.50
322	0	0	0	94.40	82.52	78.90	78.49	80.22
347	0	0	0	97.81	95.79	85.74	80.72	81.27
Promedio	0.01	32.89	80.14	91.09	87.43	83.66	85.29	86.38

Tabla 5.44 (II) Factor de desbordamiento promedio anual del campo PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo, con heliostatos de facetas planas

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	95.02	90.21	95.51	99.96	0	0	0
45	99.99	99.66	98.66	98.36	99.67	0	0
74	86.17	89.16	91.57	91.35	93.15	0	0
105	85.39	88.25	89.45	90.50	91.11	94.01	0
135	91.45	92.46	97.35	95.99	98.08	99.58	0
161	83.86	84.27	83.63	84.50	87.23	89.85	95.09
199	86.41	87.39	86.70	87.47	89.27	91.39	96.95
230	84.86	87.50	88.33	89.64	90.42	92.89	0
261	99.95	99.98	99.74	98.24	95.98	95.54	0
292	86.07	88.05	90.08	91.25	94.57	0	0
322	82.67	85.44	88.11	94.93	0	0	0
347	85.34	86.50	88.60	96.79	0	0	0
Promedio	88.93	89.91	91.48	93.25	83.95	51.21	19.20

Tabla 5.45 (I) Factor de desbordamiento promedio anual del campo PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	2.06	1.57	1.45	1.42	1.41
45	0	0	0	1.93	1.65	1.53	1.44	1.41
74	0	0	2.02	1.93	1.77	1.58	1.46	1.42
105	0	2.45	2.12	2.06	1.86	1.65	1.51	1.46
135	0	2.56	2.36	2.20	1.99	1.77	1.61	1.55
161	3.37	2.73	2.47	2.30	2.07	1.84	1.67	1.61
199	0	2.66	0	2.26	2.03	1.81	1.64	1.58
230	0	0	2.22	2.11	1.90	1.69	1.55	1.49
261	0	0	1.98	1.98	1.79	1.60	1.47	1.43
292	0	0	0	1.90	1.69	1.55	1.45	1.41
322	0	0	0	2.02	1.58	1.47	1.43	1.41
347	0	0	0	2.14	1.55	1.44	1.41	1.41
Promedio	0.28	0.87	1.32	2.07	1.79	1.62	1.51	1.47

Tabla 5.45 (II) Factor de desbordamiento promedio anual del campo PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	1.43	1.47	1.58	2.04	0	0	0
45	1.44	1.54	1.67	1.93	2.60	0	0
74	1.46	1.58	1.76	1.93	1.98	0	0
105	1.51	1.65	1.84	2.04	2.13	2.35	0
135	1.60	1.76	1.97	2.19	2.34	2.51	0
161	1.67	1.83	2.06	2.28	2.46	2.71	3.24
199	1.64	1.80	2.01	2.24	2.41	2.62	3.02
230	1.54	1.68	1.88	2.09	2.22	2.33	0
261	1.47	1.60	1.78	1.97	1.97	2.67	0
292	1.45	1.55	1.70	1.90	2.34	0	0
322	1.43	1.48	1.60	2.02	0	0	0
347	1.42	1.45	1.57	2.10	0	0	0
Promedio	1.50	1.61	1.79	2.06	1.70	1.27	0.52

Podemos ver que el valor del factor de desbordamiento promedio anual para el caso de facetas planas, es superior al de las facetas esféricas, siendo esta diferencia más acusada para las horas centrales del día, debido a que las facetas esféricas cuentan con la capacidad de concentración con la cual no cuentan las facetas planas, si bien los mayores valores de desbordamiento se encuentran a las 8.00 y 16.00 horas, por los motivos ya explicados anteriormente, sin embargo la diferencia entre facetas planas y esféricas a esas horas es menor puesto que las facetas planas no sufren el efecto de astigmatismo.

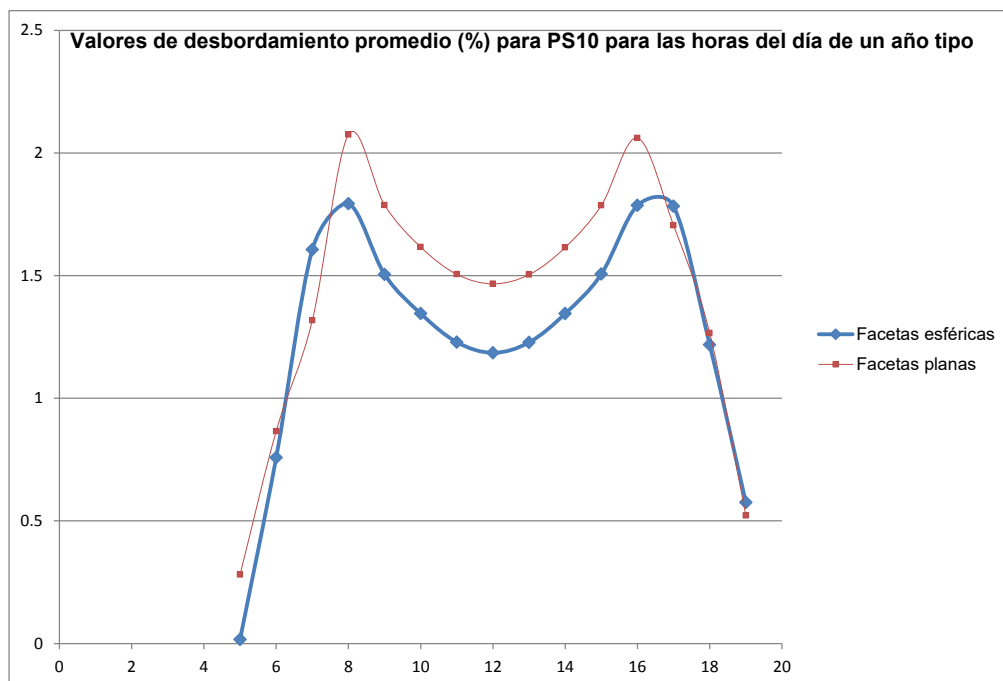


Figura 5.29 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, para el campo de heliostatos PS10 (facetas esféricas y planas)

III. Análisis de la densidad de potencia pico

La densidad de potencia pico promedio anual de PS10 con facetas planas y esféricas se presentan a continuación en las siguientes tablas y gráficas.

Tabla 5.46 (I) Densidad de potencia pico promedio anual (kW/m^2) del campo de PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

Día	Hora							
	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	2.19	16.45	53.02	52.48	47.60
45	0	0	0	0.02	4.59	2.27	0.08	0.02
74	0	0	7.94	41.92	58.98	64.77	65.58	62.71
105	0	1.89	30.63	58.69	71.14	74.61	74.15	72.12
135	0	0.23	8.13	42.02	65.09	64.80	52.26	58.40
161	0.35	13.13	55.18	76.95	83.82	85.96	84.89	82.83
199	0	0.04	0.00	0.04	1.41	12.34	19.71	47.65
230	0	0	4.08	21.68	31.47	66.15	75.56	75.55
261	0	0	5.02	22.06	34.44	46.82	5.07	0.84
292	0	0	0	20.84	19.97	41.46	48.35	51.05
322	0	0	0	15.71	49.55	58.69	60.40	57.39
347	0	0	0	5.86	11.64	38.44	51.95	51.33
Promedio	0.03	1.27	15.85	25.66	37.38	50.78	49.21	50.62

Tabla 5.46 (II) Densidad de potencia pico promedio anual (kW/m^2) del campo de PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	14.57	28.23	11.88	0.08	0	0	0
45	0.03	1.20	4.52	4.52	0.76	0	0
74	57.70	51.19	39.25	31.77	17.54	0	0
105	69.74	64.10	54.26	41.28	27.17	12.98	0
135	43.34	40.32	12.17	15.74	6.05	0.99	0.00
161	83.32	82.25	71.35	55.58	38.83	24.12	9.95
199	69.63	66.66	59.17	46.77	33.29	20.40	6.42
230	74.26	68.26	57.80	44.28	30.44	16.06	0
261	0.20	0.11	1.31	7.01	10.86	8.84	0
292	50.28	45.87	36.75	26.15	13.02	0	0
322	52.25	43.59	32.92	11.73	0	0	0
347	41.01	36.71	28.24	6.64	0	0	0
Promedio	46.36	44.04	34.14	24.30	16.18	7.58	1.64

Tabla 5.47 (I) Densidad de potencia pico promedio anual (kW/m^2) del campo de PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	19.54	143.42	495.52	509.24	487.75
45	0	0	0	0.17	38.57	20.23	0.75	0.20
74	0	0	62.32	330.26	474.18	539.11	568.68	565.60
105	0	16.94	245.42	448.04	532.92	570.58	579.93	567.63
135	0	2.06	62.41	293.85	450.64	456.59	371.58	408.15
161	2.66	110.62	401.87	513.21	557.18	581.44	577.18	549.14
199	0	0.38	0	0.25	9.52	85.03	136.72	323.31
230	0	0	32.49	160.72	228.77	489.86	568.86	566.53
261	0	0	39.11	171.85	271.04	379.55	42.58	7.26
292	0	0	0	178.83	166.31	362.65	443.03	496.01
322	0	0	0	141.78	429.71	543.35	580.32	585.20
347	0	0	0	50.67	101.57	363.37	512.58	530.01
Promedio	0.22	10.83	84.36	192.43	283.65	407.27	407.62	423.90

Tabla 5.47 (II) Densidad de potencia pico promedio anual (kW/m^2) del campo de PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

Día	Hora						
	13	14	15	16	17	18	19
17	165.49	342.46	142.50	0.86	0	0	0
45	0.35	14.58	58.55	56.62	7.51	0	0
74	574.78	565.28	498.41	455.43	246.25	0	0
105	593.05	593.27	584.86	545.43	398.64	165.43	0
135	323.46	320.87	110.25	176.29	81.99	14.72	0
161	587.17	613.47	598.68	570.07	493.62	348.78	116.84
199	503.22	511.58	513.40	499.08	436.41	299.64	75.37
230	598.38	593.31	580.76	550.82	434.25	228.26	0
261	1.88	1.17	15.91	99.88	160.12	85.17	0
292	545.01	547.85	480.23	345.99	148.04	0	0
322	592.76	529.91	403.48	126.57	0	0	0
347	465.84	442.18	328.96	62.54	0	0	0
Promedio	412.62	422.99	359.67	290.80	218.80	95.17	16.02

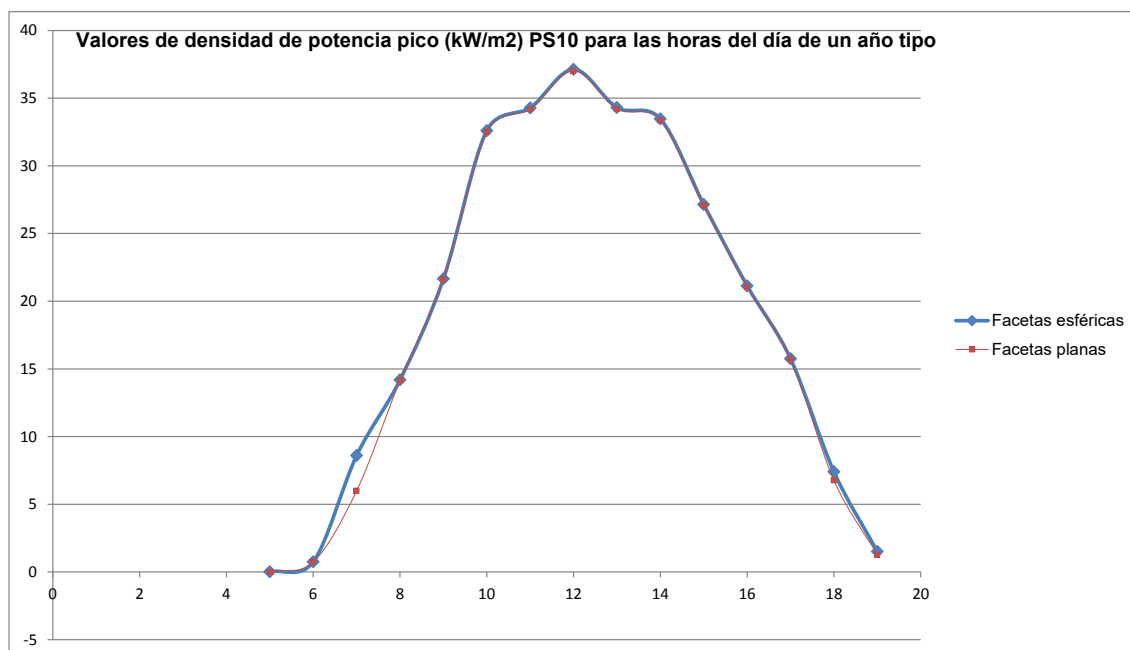


Figura 5.30 Densidad de potencia pico promedio (kW/m^2) para cada hora del día, de un año tipo, para el campo de heliostatos PS10 (facetas esféricas y planas)

Como en el caso de la potencia total generada, se puede observar (Figura 5.30) que los valores de densidad de potencia pico promedio son prácticamente idénticos, independientemente del tipo de facetas utilizadas, si bien en las primeras horas del día se detecta un menor valor para facetas planas. Este comportamiento se puede considerar anómalo, al no producirse, de manera simétrica, en las últimas horas del día, por lo que dicha desviación no puede achacarse ni a la influencia del efecto coseno ni tampoco a efectos de solapamiento de los haces reflejados.

5.6. Conclusiones

Durante este capítulo se han analizado los valores de potencia total, factor de desbordamiento y densidad de potencia pico para cada una de las filas del campo de heliostatos PS10 para un instante dado, día 74 a las 10 y 12 horas, y para un año promedio, así como para todo el campo de heliostatos.

Se ha observado que el caso de la primera fila tiene un comportamiento especial en relación al factor de desbordamiento y la densidad de potencia pico, con respecto al resto de las filas del campo por su cercanía a la torre.

El factor de desbordamiento presenta, para la primera fila, valores mucho más elevados que para el resto de las filas, siendo para un instante dado, día 74 a las 10 horas, superior en el caso de heliostatos con facetas esféricas que para facetas planas. Esto es debido al acusado factor de forma que presenta la primera fila, y a que las facetas planas no cuentan con el efecto astigmático de las facetas esféricas, viéndose el desbordamiento mejorado para momentos del día en el que el efecto coseno es más acusado, como son las 10 de la mañana. Sin embargo, para el caso del día 74 a las 12 horas y para el caso promedio anual el factor de desbordamiento es superior para heliostatos de facetas planas.

Para la primera fila, al contrario que para el resto, los valores de densidad de potencia pico son superiores en el caso de los heliostatos con facetas planas, tanto para los dos instantes simulados como en promedio anual, debido al achatamiento de la mancha en el caso de facetas planas que provoca que para

un factor de forma muy acusado, los valores máximos de potencia caigan dentro del receptor, no ocurriendo esto para heliostatos de facetas esféricas.

Para la primera fila, tanto para heliostatos con facetas esféricas como para heliostatos con facetas planas, los valores de potencia total para dos instantes dados, día 74 a las 10 y 12 horas, y el promedio anual son muy similares, aunque ligeramente superiores para facetas esféricas.

Para las filas más cercanas a la torre, filas 1, 3, 6 y 10, es donde se producen mayores diferencias entre la potencia total promedio para heliostatos con facetas esféricas y facetas planas.

En lo que se refiere a las simulaciones del campo de heliostatos PS10 completo, tanto para los instantes simulados como para el caso promedio anual nos encontramos con que los valores de potencia son muy similares, siendo superiores para los casos de facetas esféricas, siguiendo además el mismo comportamiento de valores máximos a las horas centrales del día, y siendo simétrico dicho comportamiento respecto al mediodía solar.

En cuanto al factor de desbordamiento, tanto para los instantes simulados como para el promedio anual, la diferencia entre heliostatos con facetas esféricas y heliostatos con facetas planas es más acusada que para el caso de la potencia total. En este caso, el achatamiento de la mancha solar, al emplear heliostatos con facetas planas, permite que la parte de la mancha que contiene los mayores valores de densidad de potencia, y que por tanto más contribuyen a la potencia total, caiga dentro del receptor, por lo que a pesar de que el factor de desbordamiento en el caso de las facetas planas sea más elevado, los valores de potencia total no son tan diferentes a los de los heliostatos de facetas esféricas, de manera que los valores del factor de desbordamiento para los heliostatos de facetas planas, corresponden a las zonas de la mancha solar del borde que tienen valores de densidad de potencia más baja.

La reducción en los valores de densidad de potencia pico que se produce en el receptor para el caso de utilizar campos solares con heliostatos con facetas planas supone un beneficio en el diseño del conjunto campo de heliostatos-receptor, puesto que debido a las altas temperaturas que se alcanzan en el

receptor y a los límites de los materiales por los que están compuestos, en el diseño de la planta debe limitarse dicha densidad de potencia pico máxima alcanzable, pero siempre asegurando la potencia térmica total necesaria para la producción eléctrica para la que se diseña dicha planta.

Se ha detectado una diferencia en la generación de potencia térmica total simulada entre el caso de facetas esféricas y planas, con un incremento del 1.48% cuando se usan las primeras. El debate surge en determinar si el uso de facetas esféricas, más complejas de diseño y, por tanto, más caras, compensa el incremento del 1.48% mostrada por el análisis.

En los capítulos siguientes se realizará un estudio económico sobre el aumento en generación de potencia que supone el empleo de heliostatos de facetas esféricas frente a heliostatos con facetas planas, así como el ahorro económico que supone el empleo de heliostatos de este último tipo.

Por otra parte, debido a que para filas cercanas a la torre se han observado comportamientos particulares, en el capítulo siguiente analizaremos el comportamiento de un campo solar de pequeñas dimensiones (Eureka), es decir, heliostatos más cercanos a la torre, y receptor de menor tamaño.

Capítulo 6. Análisis de un campo de heliostatos de tamaño reducido

6.1. Introducción

Durante el presente capítulo vamos a analizar el comportamiento de un campo de heliostatos de tamaño reducido, con el fin de ver cómo se comportan los campos de heliostatos con facetas planas frente a los heliostatos con facetas esféricas en campos pequeños, en los que éstos están situados cercanos a la torre, y cuando contamos con receptores también pequeños.

Para observar dicho comportamiento, vamos a simular la planta solar termoeléctrica de torre denominada Eureka, que está situada en Sanlúcar la Mayor, Sevilla, y que se construyó como prototipo para el ensayo y evaluación de un receptor de vapor sobrecalentado.



Figura 6.1 Campo de heliostatos Eureka Abengoa, Sanlúcar la Mayor (Sevilla)

La planta Eureka consta de 35 heliostatos y una torre de 50 metros donde se alojaba un receptor de vapor sobrecalentado experimental. La potencia aproximada de la planta era de 2 MWe. El receptor fue posteriormente sustituido por un receptor de sales; sin embargo, es el diseño del receptor de

vapor sobrecalentado el que se ha sido tenido en consideración en este estudio.

6.2. Condiciones de simulación

A continuación se presentan los datos correspondientes al campo de heliostatos Eureka.

6.2.1. Relativos al heliostato:

- Número del heliostato: se procede a simular todos los heliostatos del campo Eureka, es decir un total de 35 heliostatos.
- Posición del heliostato: Se introducen las coordenadas de cada uno de los campos de dicho heliostato.

A continuación puede verse una fotografía del campo de heliostatos.



Figura 6.2 Foto del campo de heliostatos Eureka

- Radio de curvatura: se introduce el radio de curvatura de cada uno de los heliostatos del campo, que es calculado a partir de la siguiente formula:

$$R_{\text{curv}} = 2f = 2\sqrt{(X - X_p)^2 + (Y - Y_p)^2 + (Z - Z_p)^2} \quad (6.1)$$

donde R_{curv} es el radio de curvatura de la estructura del espejo, f la distancia focal, (X,Y,Z) las coordenadas de cada heliostato y (X_p,Y_p,Z_p) las coordenadas del punto de enfoque del campo en lo alto de la torre.

- Punto de enfoque (“aiming point”): $(X_p,Y_p,Z_p)=(0, 0, 50)$
- Anchura del heliostato: 9.51 m
- Altura del heliostato: 12.57 m
- Parámetro de activación: 1, si el heliostato se considera activo, 0 en caso contrario.

6.2.2. Relativos a las variables temporales y la irradiancia

Las simulaciones que se van a realizar para un día específico, en dos instantes diferentes; los días seleccionados son:

- Día juliano 81
- Hora solar: 10:00 y 12:00 horas.
- Irradiancia normal directa (DNI): 713 W/m² a las 10:00 y 950 W/m² a las 12:00

Se elige como día para la simulación del campo solar, el día típico de diseño para la planta solar, día 81 a las 12 horas, y se simula además las 10 horas solares de ese mismo día para ver la influencia del efecto coseno en la mancha que genera el heliostato en el receptor, tanto para el caso de facetas esféricas como el de facetas planas.

6.2.3. Relativos a la ubicación, características de la torre y configuración del heliostato

- Hemisferio: el parámetro será 1 por situarse el heliostato en el hemisferio Norte
- Latitud: 37.43° N (Sevilla, España)
- Inclinación del receptor: 0°, se suponen planos verticales sin ninguna inclinación con respecto a la horizontal.
- Radio de la torre: 3 m
- Altura óptica de la torre: 35 m

- Número de divisiones del heliostato en el eje x: 4
- Número de divisiones del heliostato en el eje y: 7
- Numero de divisiones dentro de cada faceta en el eje x: 2
- Numero de divisiones dentro de cada faceta en el eje y: 2
- Reflectividad de los espejos: 0.88
- Porcentaje de heliostato con superficie espejada: 99.137 %
- Error forma del sol “sunshape”: 3 mrad
- Número de elementos vecinos: 30
- Curvatura de las facetas: se emplea el parámetro 1 para curvatura esférica y el parámetro 4 para plana
- Canteo: 1 para canteo esférico

6.2.4. Relativos al receptor

A continuación incluimos los datos acerca de las coordenadas de los centros de los diferentes planos del receptor, y de los vectores normales a éstos:

Tabla 6.1 Coordenadas del centro de los planos del receptor Eureka

	X_c	Y_c	Z_c
Panel 3 E	1.77735	0.7935	35.75
Panel 2 E	1.1888	1.56039	35.75
Panel 1E	0.42195	2.14889	35.75
Panel 1 W	-0.42195	2.14889	35.75
Panel 2 W	-1.1888	1.56039	35.75
Panel 3 W	-1.77735	0.7935	35.75

Tabla 6.2 Cosenos directores de las normales a los planos del receptor Eureka

Planos	V_{xc}	V_{yc}	V_{zc}
Panel 3 E	-0.866	-0.5	0
Panel 2 E	-0.7071	-0.7071	0
Panel 1E	-0.5	-0.866	0
Panel 1 W	0.5	-0.866	0
Panel 2 W	0.7071	-0.7071	0
Panel 3 W	0.866	-0.5	0

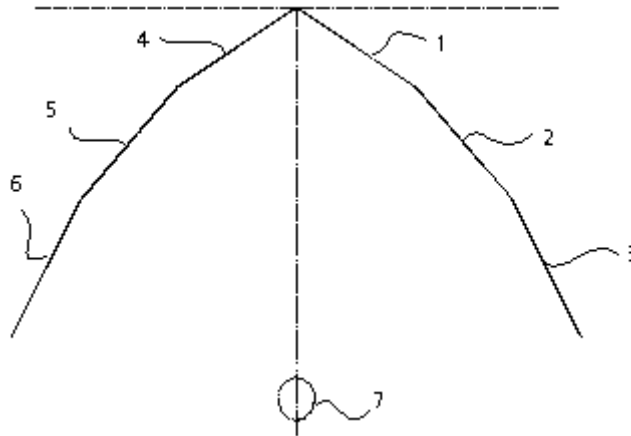


Figura 6.3 Esquema de los planos del receptor de Eureka visto en planta [21]

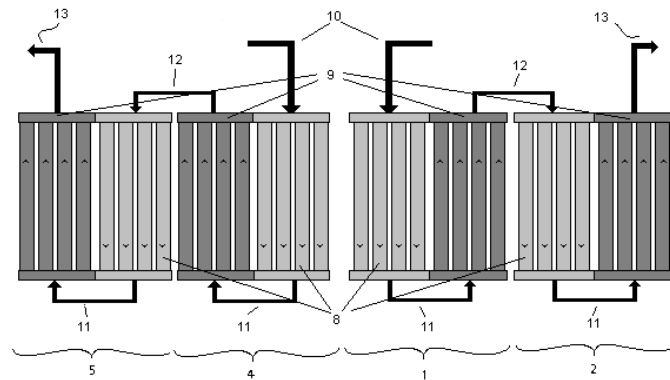


Figura 6.4 Dibujo del receptor de Eureka [21]

Los planos del receptor de Eureka cuentan con 0.97 metros de ancho y 4.23 metros de largo.

6.3. Resultados de simulación para un instante dado

Los resultados obtenidos para un campo con heliostatos de facetas esféricas y facetas planas para el día 81 serían los siguientes.

A continuación se incluyen los resultados:

Día 81 a las 12:00 horas facetas esféricas

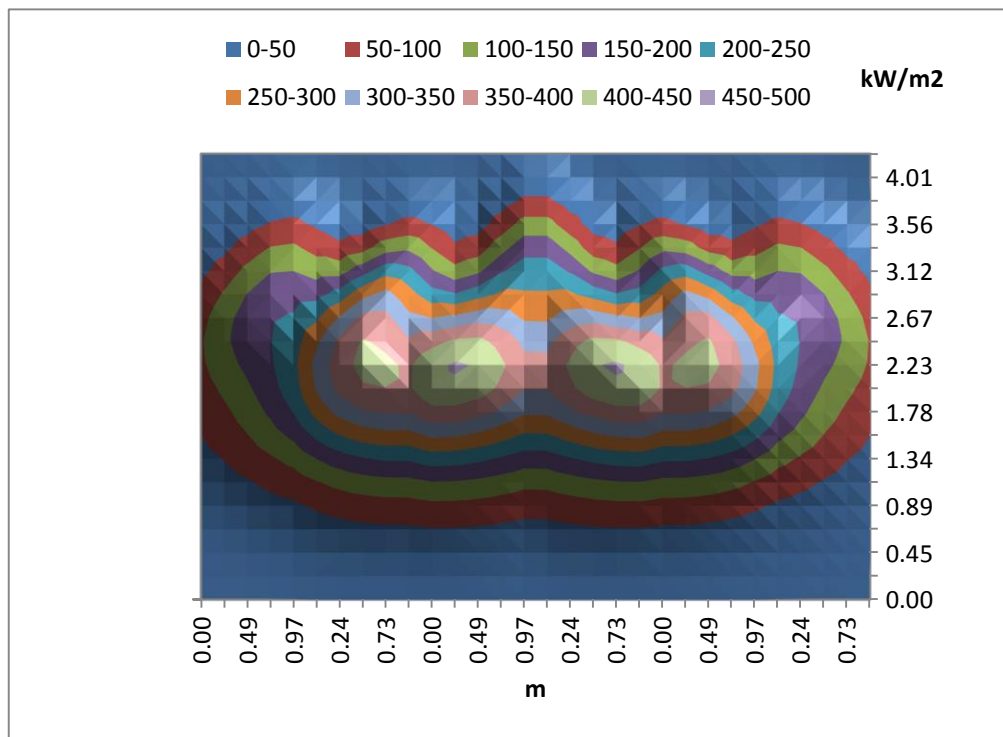


Figura 6.5 Mapa de flujo en el receptor para el campo de heliostatos Eureka con facetas esféricas el día 81 a las 12.00 horas

Tabla 6.3: Potencia total y por panel, densidad de potencia pico total y por panel y factor de desbordamiento sobre el receptor del campo de heliostatos Eureka con facetas esféricas el día 81 a las 12 horas

	Panel 3 E	Panel 2 E	Panel 1E	Panel 1W	Panel 2W	Panel 3W
$P_{\text{picopanel}} \text{ (kW/m}^2\text{)}$	236.20	413.75	455.50	456.05	414.74	236.05
$P_{\text{totalpanel}} \text{ (MW}_t\text{)}$	0.29	0.63	0.67	0.67	0.63	0.28
$P_{\text{pico}} \text{ (kW/m}^2\text{)}$	456.05					
$P_{\text{panel}} \text{ (MW}_t\text{)}$	3.16					
Desbordamiento (%)	2.28					

Día 81 a las 12:00 horas planas

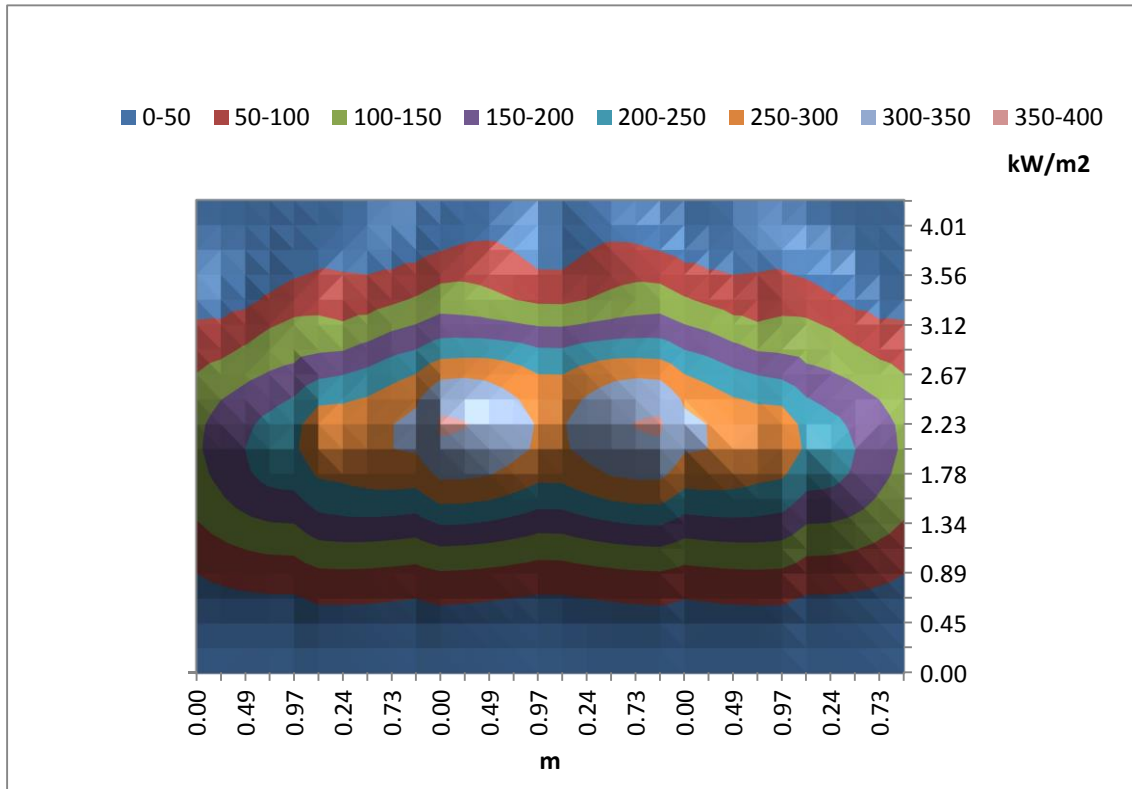


Figura 6.6 Mapa de flujo en el receptor para el campo de heliostatos Eureka con facetas planas el día 81 a las 12.00 horas

Tabla 6.4: Potencia total y por panel, densidad de potencia pico total y por panel y factor de desbordamiento sobre el receptor del campo de heliostatos de Eureka con facetas planas el día 81 a las 12 horas

	Panel 3 E	Panel 2 E	Panel 1E	Panel 1W	Panel 2W	Panel 3W
$P_{\text{picopanel}} \text{ (kW/m}^2\text{)}$	242.93	312.67	355.82	355.66	312.54	243.24
$P_{\text{totalpanel}} \text{ (MW}_t\text{)}$	0.34	0.52	0.61	0.61	0.52	0.34
$P_{\text{pico}} \text{ (kW/m}^2\text{)}$	355.66					
$P_{\text{panel}} \text{ (MW}_t\text{)}$	2.95					
Desbordamiento α (%)	8.73					

Podemos observar que para el caso de facetas planas, la potencia total del receptor se ve disminuida de 3.16 MW_t a 2.95 MW_t es decir, un 6.65% mientras que la potencia pico disminuye en un 22%; sin embargo, el factor de desbordamiento se ve incrementado en 6.45 puntos, lo que supone un aumento para las facetas planas del 73.88%.

Día 81 a las 10:00 horas facetas esféricas

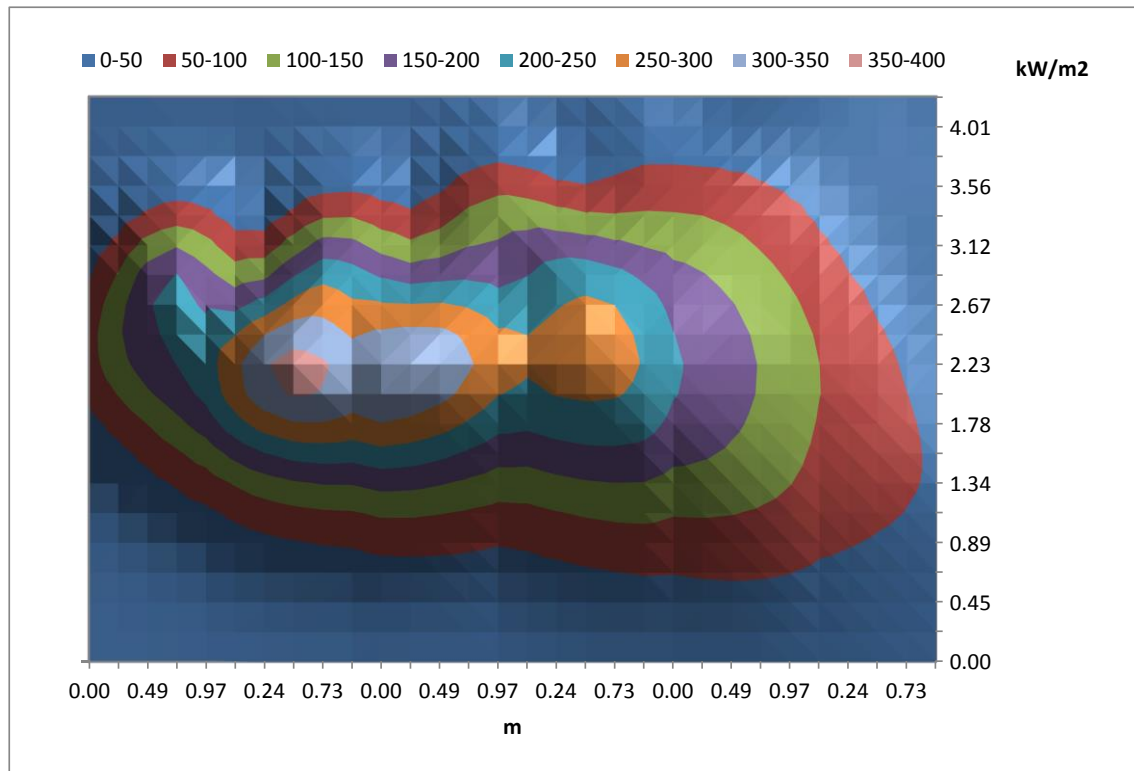


Figura 6.7 Mapa de flujo en el receptor para el campo de heliostatos Eureka con facetas esféricas el día 81 a las 10.00 horas

Tabla 6.5 Potencia total y por panel, densidad de potencia pico total y por panel y factor de desbordamiento sobre el receptor del campo de heliostatos Eureka con facetas esféricas el día 81 a las 10 horas

	Panel 3 E	Panel 2 E	Panel 1E	Panel 1W	Panel 2W	Panel 3W
$P_{\text{picopanel}} \text{ (kW/m}^2\text{)}$	226.23	369.89	345.08	270.75	206.67	100.63
$P_{\text{totalpanel}} \text{ (MW}_t\text{)}$	0.24	0.49	0.51	0.49	0.37	0.17
$P_{\text{pico}} \text{ (kW/m}^2\text{)}$	369.89					
$P_{\text{panel}} \text{ (MW}_t\text{)}$	2.27					
Desbordamiento α (%)	3.63					

Día 81 a las 10:00 horas facetas planas

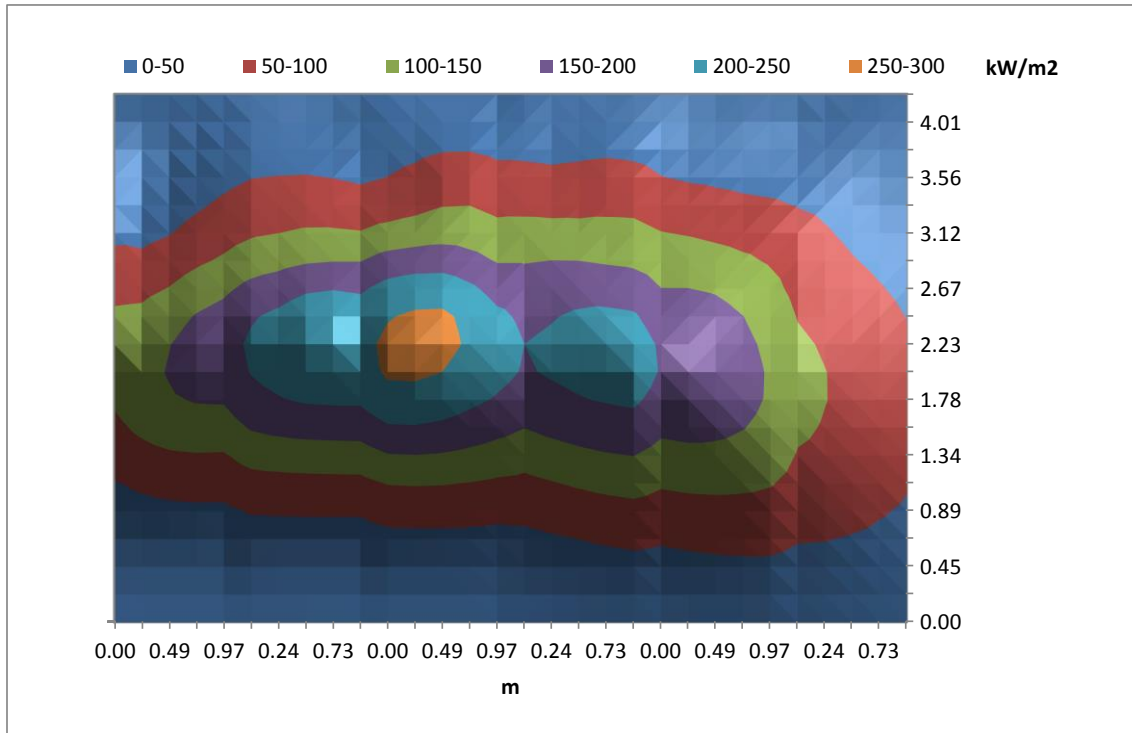


Figura 6.8 Mapa de flujo en el receptor para el campo de heliostatos Eureka con facetas planas el día 81 a las 10.00 horas

Tabla 6.6: Potencia total y por panel, densidad de potencia pico total y por panel y factor de desbordamiento del campo de heliostatos de Eureka con facetas planas sobre el receptor el día 81 a las 10 horas

	Panel 3 E	Panel 2 E	Panel 1E	Panel 1W	Panel 2W	Panel 3W
$P_{\text{picopanel}} \text{ (kW/m}^2\text{)}$	179.23	244.24	265.09	225.29	196.51	113.06
$P_{\text{totalpanel}} \text{ (MW}_t\text{)}$	0.25	0.40	0.46	0.43	0.37	0.20
$P_{\text{pico}} \text{ (kW/m}^2\text{)}$	265.09					
$P_{\text{panel}} \text{ (MW}_t\text{)}$	2.12					
Desbordamiento (%)	10.17					

La densidad de potencia pico se ve disminuida a las 10 horas para las facetas planas en un 28.73% porcentaje superior al 22% de las 12 horas.

La potencia total del receptor para las 10 horas del día 81 se ve disminuida de 2.27 MW_t a 2.12 MW_t al usar heliostatos de facetas planas, es decir, una disminución del 6.6%, mientras que la densidad de potencia pico se ve disminuida un 28.33%. Estos valores porcentuales son prácticamente idénticos

a los obtenidos para las 12 horas, lo que indica que la reducción de potencia generada y densidad de potencia pico es más función del tipo de facetas utilizadas que de la hora a la que se realiza el estudio.

Podemos observar que el desbordamiento en Eureka para facetas planas es del orden del 10.17 %, bastante superior a si usamos facetas esféricas en cuyo caso tenemos únicamente un 3.63 %, es decir, un incremento del 64.6% inferior al 73.88% de las 12 horas, por lo que, para campos pequeños de heliostatos, para un día dado (día juliano 81), las diferencias entre los parámetros que consideramos de relevancia para nuestro estudio, densidad de potencia pico, potencia total y factor de desbordamiento, al emplear facetas planas en lugar de facetas esféricas son mucho mayores que para campos de heliostatos con receptores más grandes y mayor número de heliostatos.

6.4. Análisis anual del campo de heliostatos por filas

A continuación vamos a realizar una serie de simulaciones, para analizar el comportamiento de cada una de las filas del campo de heliostatos Eureka comparando el uso de heliostatos con facetas esféricas y con facetas planas. Las simulaciones van a ser realizadas empleando el año tipo que anteriormente hemos definido. El resultado de estas simulaciones nos proporcionará los resultados de potencia total, factor de desbordamiento y densidad de potencia pico para cada una de las filas del campo de Eureka, suponiendo el funcionamiento del campo con heliostatos de facetas esféricas, y heliostatos con facetas planas. El estudio ha sido llevado a cabo para cada día del año tipo, entre las 5 y las 19 horas, a intervalos de una hora. A continuación, se presentan los valores para las filas 1, 3 y 6.

6.4.1. Caso A: fila 1

La distancia a la que se encuentra la primera fila de heliostatos de Eureka es de 113.26 metros. Seguidamente, se presentan los valores de potencia, factor de desbordamiento y densidad de potencia pico para dicha fila.

I. Análisis de la potencia total: fila 1

Tabla 6.7 (I) Potencia total (MW_t), fila 1 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.01	0.09	0.32	0.35	0.34
45	0	0	0	0	0.02	0.01	0	0
74	0	0	0.04	0.19	0.30	0.36	0.41	0.43
105	0	0.01	0.14	0.26	0.34	0.40	0.43	0.45
135	0	0	0.03	0.17	0.29	0.32	0.29	0.33
161	0	0.06	0.21	0.30	0.36	0.42	0.45	0.45
199	0	0	0	0	0.01	0.06	0.11	0.27
230	0	0	0.02	0.09	0.15	0.34	0.43	0.45
261	0	0	0.02	0.10	0.17	0.26	0.03	0.01
292	0	0	0	0.11	0.10	0.24	0.31	0.36
322	0	0	0	0.10	0.27	0.35	0.40	0.41
347	0	0	0	0.04	0.06	0.24	0.35	0.37
Promedio	0	0.01	0.07	0.12	0.18	0.28	0.30	0.32

Tabla 6.7 (II) Potencia total (MW_t), fila 1 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0.11	0.22	0.09	0	0	0	0
45	0	0.01	0.04	0.03	0.01	0	0
74	0.41	0.37	0.31	0.27	0.15	0	0
105	0.44	0.41	0.36	0.31	0.22	0.10	0
135	0.25	0.22	0.07	0.10	0.04	0.01	0
161	0.45	0.43	0.43	0.33	0.26	0.17	0.07
199	0.39	0.36	0.33	0.29	0.23	0.15	0.05
230	0.45	0.41	0.37	0.31	0.24	0.13	0
261	0	0.00	0.01	0.06	0.09	0.06	0
292	0.38	0.36	0.29	0.21	0.10	0	0
322	0.40	0.34	0.25	0.08	0	0	0
347	0.31	0.28	0.20	0.05	0	0	0
Promedio	0.30	0.28	0.23	0.17	0.12	0.06	0.01

Tabla 6.8 (I) Potencia total (MW_t), fila 1 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.01	0.08	0.29	0.32	0.32
45	0	0	0	0	0.02	0.01	0	0
74	0	0	0.03	0.17	0.26	0.32	0.37	0.38
105	0	0.01	0.12	0.23	0.30	0.35	0.38	0.39
135	0	0	0.03	0.15	0.26	0.28	0.25	0.29
161	0	0.05	0.19	0.27	0.32	0.37	0.39	0.39
199	0	0	0	0.00	0.01	0.05	0.09	0.23
230	0	0	0.02	0.08	0.13	0.30	0.38	0.40
261	0	0	0.02	0.09	0.15	0.23	0.03	0.01
292	0	0	0	0.10	0.09	0.22	0.28	0.33
322	0	0	0	0.08	0.23	0.32	0.37	0.39
347	0	0	0	0.03	0.06	0.21	0.33	0.35
Promedio	0	0	0.04	0.10	0.16	0.25	0.27	0.29

Tabla 6.8 (II) Potencia total (MW_t), fila 1 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0.10	0.20	0.08	0	0	0	0
45	0	0.01	0.03	0.03	0.01	0	0
74	0.37	0.34	0.27	0.23	0.13	0	0
105	0.39	0.36	0.32	0.28	0.19	0.09	0
135	0.21	0.20	0.06	0.09	0.04	0.01	0
161	0.39	0.38	0.34	0.30	0.23	0.15	0.06
199	0.33	0.32	0.29	0.26	0.20	0.13	0.04
230	0.39	0.36	0.32	0.28	0.21	0.11	0
261	0	0	0.01	0.05	0.08	0.05	0
292	0.35	0.32	0.26	0.18	0.09	0	0
322	0.37	0.31	0.22	0.07	0	0	0
347	0.29	0.25	0.18	0.04	0	0	0
Promedio	0.27	0.25	0.20	0.15	0.12	0.05	0.01

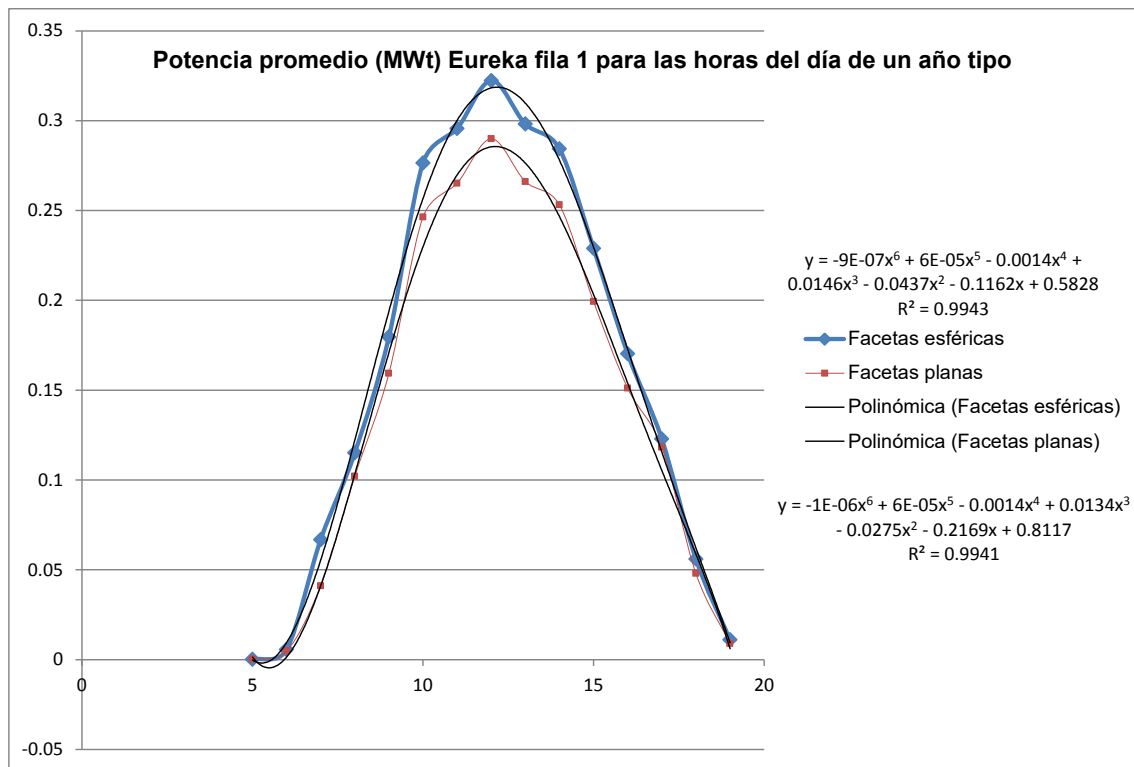


Figura 6.9 Evolución de la potencia total (MW_t), fila 1 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas y planas)

Podemos observar que para el caso de heliostatos con facetas esféricas, los valores de potencia total de la primera fila son superiores a los correspondientes al caso de heliostatos con facetas planas. Este resultado es coherente con el hecho que los heliostatos de la primera fila que cuentan con facetas esféricas generan un efecto de concentración que produce un aumento tanto de la potencia total como de la densidad de potencia pico, como se verá más adelante.

Con objeto de poder predecir el comportamiento de la potencia generada, se ha procedido, al igual que para el campo PS10, a parametrizar dicho comportamiento mediante la hora del día, por medio de ecuaciones polinómicas, como las que se muestran a continuación.

- Facetas esféricas:

$$P_{total\ fila\ 1} = -9E-07x^6 + 6E-05x^5 - 0.0014x^4 + 0.0146x^3 - 0.0437x^2 - 0.1162x + 0.5828; R^2 = 0.9943 \quad (6.2)$$

- Facetas planas:

$$P_{total\ fila\ 1} = -1E-06x^6 + 6E-05x^5 - 0.0014x^4 + 0.0134x^3 - 0.0275x^2 - 0.2169x + 0.8117; R^2 = 0.9941 \quad (6.3)$$

siendo x la hora de un año tipo según el definido en este estudio desde las 5 horas hasta las 19 horas.

Se puede observar que el coeficiente de ajuste en ambos casos es muy elevado, próximo al 99.5%, lo que da idea de la exactitud con la que puede ser predicho el valor de la potencia para cualquier día y hora del año.

II. Análisis del factor de desbordamiento: fila 1

Tabla 6.9 (I) Factor de desbordamiento, fila 1 para el campo de heliostatos de Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	10.80	7.97	6.67	6.34	6.39
45	0	0	0	11.37	7.95	6.38	5.38	5.06
74	0	0	17.54	12.31	8.29	5.83	3.77	3.02
105	0	25.92	17.97	12.94	8.68	5.12	2.46	1.64
135	0	26.46	18.96	13.89	9.38	5.03	2.01	1.29
161	47.96	26.97	19.60	14.45	9.93	5.20	2.14	1.32
199	0	26.72	0	14.19	9.67	5.12	2.06	1.30
230	0	0	18.22	13.28	8.89	5.00	2.17	1.41
261	0	0	17.66	12.53	8.43	5.54	3.26	2.44
292	0	0	0	11.61	8.01	6.28	4.99	4.50
322	0	0	0	10.89	7.97	6.60	6.17	6.17
347	0	0	0	10.70	7.98	6.78	6.59	6.71
Promedio	4.00	8.84	15.71	12.41	8.60	5.79	3.94	3.44

Tabla 6.9 (II) Factor de desbordamiento, fila 1 para el campo de heliostatos de Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	6.38	6.72	8.00	10.86	0	0	0
45	5.40	6.42	7.98	11.39	18.30	0	0
74	3.77	5.85	8.32	12.33	17.62	0	0
105	2.46	5.14	8.71	12.96	18.01	26.12	0
135	2.02	5.06	9.39	13.92	19.01	26.63	0
161	2.16	5.24	5.24	14.46	19.64	27.17	41.77
199	2.07	5.15	9.69	14.21	19.37	26.91	42.12
230	2.17	5.04	8.91	13.30	18.26	26.27	0
261	3.26	5.56	8.45	12.55	17.72	31.43	0
292	5.00	6.31	8.03	11.63	18.22	0.00	0
322	6.21	6.64	8.00	10.94	0	0	0
347	6.63	6.83	8.02	10.77	100.00	0	0
Promedio	3.96	5.83	8.23	12.44	15.10	14.96	8.39

Tabla 6.10 (I) Factor de desbordamiento, fila 1 para el campo de heliostatos de Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	23.32	19.24	15.70	12.63	11.53
45	0	0	0	22.97	18.96	15.50	12.74	11.77
74	0	0	29.10	22.45	18.71	15.58	13.37	12.57
105	0	37.20	28.29	22.44	18.88	16.04	14.39	13.70
135	0	37.05	28.45	23.03	19.18	16.58	15.16	14.59
161	47.96	37.01	28.71	23.36	19.34	16.89	15.46	14.86
199	0	37.02	0	23.20	19.26	16.75	15.33	14.75
230	0	0	28.17	22.64	19.01	16.25	14.72	14.09
261	0	0	28.80	22.32	18.70	15.70	13.70	12.95
292	0	0	0	22.82	18.87	15.49	12.84	11.92
322	0	0	0	23.26	19.20	15.64	12.63	11.55
347	0	0	0	23.38	19.31	15.78	12.67	11.53
Promedio	4.00	12.36	17.15	22.93	19.06	15.99	13.80	12.98

Tabla 6.10 (II) Factor de desbordamiento, fila 1 para el campo de heliostatos de Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

Día	Hora						
	13	14	15	16	17	18	19
17	12.61	15.68	19.26	23.40	0	0	0
45	12.73	15.48	18.97	23.03	31.18	0	0
74	13.37	15.57	18.70	22.48	29.23	0	0
105	14.39	16.04	18.87	22.44	28.38	37.38	0
135	15.19	16.59	19.18	23.03	28.51	37.18	0
161	15.49	16.90	19.34	23.36	28.74	37.13	48.19
199	15.36	16.75	19.26	23.20	28.64	37.16	48.68
230	14.74	16.25	19.00	22.63	28.24	37.27	0
261	13.70	15.69	18.69	22.34	28.90	40.85	0
292	12.83	15.47	18.87	22.89	30.85	0	0
322	12.61	15.63	19.21	23.34	0	0	0
347	12.67	15.77	19.33	23.48	0	0	0
Promedio	13.81	15.98	19.06	22.97	26.27	20.63	8.81

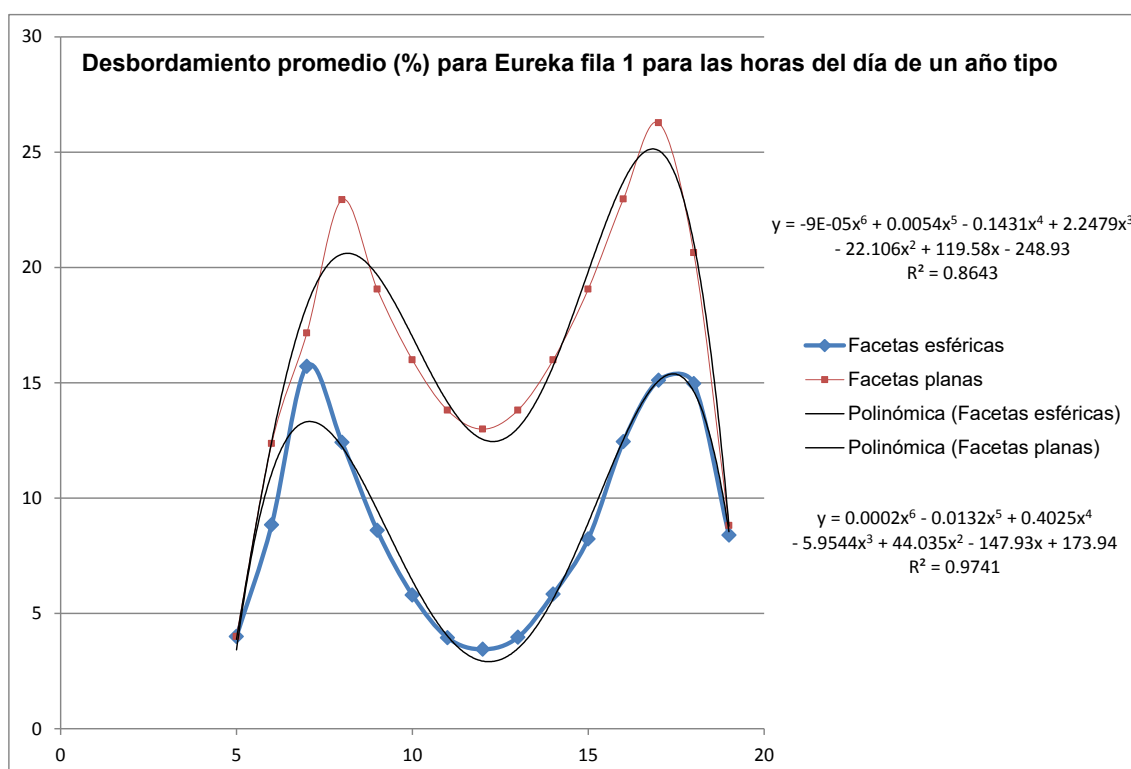


Figura 6.10 Factor de desbordamiento, fila 1 para el campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas y planas)

Podemos observar cómo, para heliostatos de facetas planas, los valores del factor de desbordamiento son bastante más elevados que para heliostatos de facetas esféricas.

Como en el caso de la potencia total, se ha parametrizado el comportamiento del factor de desbordamiento mediante sus ecuaciones polinomiales, las cuales se indican a continuación.

Facetas esféricas:

$$\alpha_{fila1} = -9E-05x^6 + 0.0054x^5 - 0.1431x^4 + 2.2479x^3 - 22.106x^2 + 119.58x - 248.93 \quad R^2 = 0.8643 \quad (6.4)$$

Facetas planas:

$$\alpha_{fila1} = 0.0002x^6 - 0.0132x^5 + 0.4025x^4 - 5.9544x^3 + 44.035x^2 - 147.93x + 173.94; \quad R^2 = 0.9741 \quad (6.5)$$

De la observación de la Figura 6.10 se comprueba que el ajuste de dichos polinomios a la simulación es bastante buena, pero con un coeficiente de ajuste inferior al del resto de casos estudiados; de hecho, para facetas esféricas se obtiene un ajuste del 86%, en tanto que para facetas planas, el valor aumenta hasta el 97%. Esto nos indica que, en este segundo caso, la parametrización polinomial es lo suficientemente buena como para predecir los resultados con exactitud, en tanto que en el caso de facetas esféricas aparece una desviación que habría que tener en cuenta a la hora de valorar los resultados teóricos predichos.

III. Análisis de la de densidad de potencia pico: fila 1

Tabla 6.11 (I) Densidad de potencia pico en el receptor, fila 1 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	7.40	42.17	135.27	137.66	118.54
45	0	0	0	0.06	11.50	5.56	0.21	0.05
74	0	0	23.24	106.92	144.76	159.24	163.77	150.34
105	0	4.54	75.46	138.15	167.28	181.38	171.81	153.91
135	0	0.40	16.41	87.28	143.69	150.39	108.07	99.38
161	0.15	19.07	97.87	148.23	176.57	191.08	163.92	120.22
199	0	0.07	0	0.07	3.03	28.02	39.37	74.57
230	0	0	9.39	48.93	72.48	158.78	166.35	149.66
261	0	0	13.56	54.60	83.44	115.06	12.46	1.96
292	0	0	0	60.51	49.87	101.64	123.17	126.19
322	0	0	0	52.28	126.68	147.81	157.21	142.90
347	0	0	0	20.11	29.75	100.04	138.81	128.08
Promedio	33.70	2.01	33.70	60.38	87.60	122.86	115.23	105.48

Tabla 6.11 (II) Densidad de potencia pico en el receptor, fila 1 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	43.88	91.09	40.54	0.31	0	0	0
45	0.09	3.86	16.83	18.97	3.40	0	0
74	161.75	160.16	146.06	142.69	88.17	0	0
105	172.18	181.02	175.87	161.70	119.19	43.05	0
135	91.85	101.73	33.70	50.27	21.02	2.80	0
161	163.26	194.53	194.53	158.11	117.34	58.71	10.90
199	141.64	162.50	156.78	140.29	107.34	53.39	7.64
230	171.80	184.76	176.25	161.13	122.29	50.99	0
261	0.54	0.34	4.70	30.66	54.03	19.09	0
292	148.20	147.52	138.74	113.62	60.34	0	0
322	157.42	140.76	114.92	44.76	0	0	0
347	123.42	118.03	93.40	23.76	0	0	0
Promedio	114.67	123.86	107.69	87.19	63.01	20.73	1.85

Tabla 6.12 (I) Densidad de potencia pico en el receptor, fila 1 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	2.74	14.77	48.63	50.59	50.80
45	0	0	0	0.02	3.94	2.02	0.07	0.02
74	0	0	8.38	38.27	50.70	55.61	57.77	57.18
105	0	2.07	26.01	50.20	59.67	61.04	59.23	54.93
135	0	0.18	5.61	30.55	51.24	48.61	37.65	39.34
161	0.15	8.91	35.37	51.67	63.58	63.10	59.60	54.50
199	0	0.03	0	0.03	1.09	9.11	14.03	31.59
230	0	0	3.19	17.53	26.03	52.42	58.19	54.80
261	0	0	4.79	19.80	29.21	39.90	4.33	0.73
292	0	0	0	21.35	17.25	36.59	44.18	51.69
322	0	0	0	19.10	43.52	53.07	57.47	61.15
347	0	0	0	7.62	10.78	36.10	51.27	54.88
Promedio	8.34	0.93	8.34	21.57	30.98	42.18	41.20	42.63

Tabla 6.12 (II) Densidad de potencia pico en el receptor, fila 1 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	16.20	32.78	14.41	0.12	0	0	0
45	0.03	1.42	5.82	6.81	1.29	0	0
74	57.08	56.92	51.69	51.68	31.80	0	0
105	59.63	61.72	63.26	59.36	41.09	19.59	0
135	32.51	33.36	12.19	17.73	7.23	1.27	0
161	60.32	65.21	66.56	55.38	42.66	27.23	6.42
199	51.31	53.68	57.02	49.15	38.06	24.45	4.44
230	60.28	61.84	63.88	58.25	41.64	23.02	0
261	0.19	0.12	1.66	11.24	19.12	9.33	0
292	53.04	53.92	48.44	40.67	22.35	0	0
322	57.80	50.46	40.09	16.56	0	0	0
347	45.95	42.77	34.31	9.10	0	0	0
Promedio	41.20	42.85	38.28	31.34	24.52	9.54	0.99

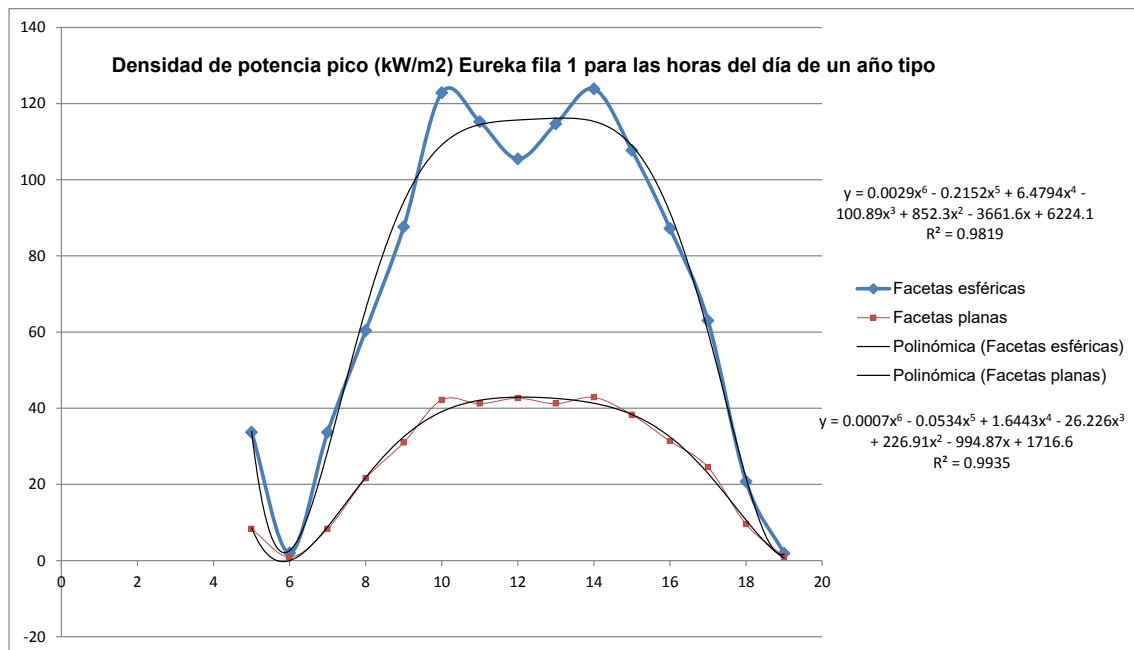


Figura 6.11 Densidad de potencia pico (kW/m²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 1 del campo de heliostatos Eureka (facetas esféricas y planas)

Se observa que para el caso de heliostatos con facetas planas los valores de densidad de potencia pico son significativamente menores, lo que está en consonancia con el hecho que las facetas esféricas proporcionan una razón de concentración que incrementa el valor de dicha densidad de potencia. La diferencia, sin embargo, es que, en el caso del campo PS10, el mayor valor era alcanzado por la configuración de facetas planas, en lugar de las esféricas, lo que se explicaba debido al acusado factor de forma. En el presente caso, al invertirse la tendencia, y de manera muy clara, hacia las facetas esféricas cabe suponer que el efecto de concentración prevalece frente al efecto del astigmatismo, dispersión producida por los defectos ópticos de los reflectores, por otra parte, debido a la diferente configuración geométrica del campo Eureka, cuyas dimensiones son mucho menores y el receptor también menor, la distancia de la fila 1 a torre es también mucho menor, lo que minimiza los efectos del astigmatismo, haciendo que prevalezca el efecto de concentración. A esto se une el hecho de que el factor de forma que experimenta la primera fila en Eureka es también menor que en PS10, puesto que si expresamos dicha distancia en función en la altura de la torre, podemos ver que $d_{\text{fila1Eureka}} = 1.6 \text{ THT}_{\text{Eureka}}$, mientras que $d_{\text{fila1PS10}} = 1.3 \text{ THT}_{\text{PS10}}$, por lo tanto no se produce el

efecto de desbordamiento tan elevado que se daba en PS10 para la primera fila y que era causante de que parte de la mancha de las facetas esféricas cayera fuera del receptor, junto con los valores máximos de densidad de potencia de ésta.

A continuación se incluyen las ecuaciones que reproducen los valores promedio de densidad de potencia pico para la fila 1 del campo Eureka, para las distintas horas del día del año tipo definido.

Facetas esféricas:

$$P_{\text{pico fila 1}} = 0.0029x_6 - 0.2152x_5 + 6.4794x_4 - 100.89x_3 + 852.3x_2 - 3661.6x + 6224.1; R^2 = 0.9819 \quad (6.6)$$

Facetas planas:

$$P_{\text{pico fila 1}} = 0.0007x_6 - 0.0534x_5 + 1.6443x_4 - 26.226x_3 + 226.91x_2 - 994.87x + 1716.6; R^2 = 0.9935 \quad (6.7)$$

En este caso se observa que el coeficiente de ajuste es muy elevado, superior al 98%, para ambos tipos de facetas, lo que permite predecir con gran exactitud el comportamiento de la densidad de potencia pico para este tipo de configuración.

6.4.2. Caso B: fila 3

La distancia a la que se encuentra la fila 3 de heliostatos de Eureka es de 194.48 metros. Los valores de potencia, factor de desbordamiento y densidad de potencia pico para dicha fila se muestran en las tablas y figuras que se incluyen a continuación.

I. Análisis de potencia total: fila 3

Tabla 6.13 (I) Potencia total (MW_t) en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.01	0.04	0.16	0.18	0.19
45	0	0	0	0	0.01	0.01	0	0
74	0	0	0.02	0.10	0.14	0.18	0.21	0.23
105	0	0.01	0.07	0.13	0.17	0.20	0.22	0.24
135	0	0	0.02	0.08	0.14	0.16	0.15	0.18
161	0	0.03	0.11	0.15	0.18	0.21	0.23	0.25
199	0	0	0	0	0.00	0.03	0.05	0.14
230	0	0	0.01	0.05	0.07	0.17	0.22	0.24
261	0	0	0.01	0.05	0.08	0.13	0.02	0.00
292	0	0	0	0.05	0.05	0.12	0.16	0.20
322	0	0	0	0.05	0.12	0.17	0.21	0.23
347	0	0	0	0.02	0.03	0.12	0.18	0.21
Promedio	0	0	0.03	0.06	0.09	0.14	0.15	0.18

Tabla 6.13 (II) Potencia total (MW_t) en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0.07	0.14	0.06	0	0	0	0
45	0.00	0.01	0.02	0.03	0.01	0	0
74	0.24	0.23	0.21	0.19	0.12	0	0
105	0.25	0.25	0.25	0.22	0.17	0.08	0
135	0.14	0.14	0.05	0.07	0.03	0.01	0
161	0.26	0.28	0.28	0.23	0.19	0.12	0.04
199	0.22	0.23	0.22	0.20	0.17	0.11	0.03
230	0.26	0.26	0.25	0.23	0.18	0.10	0
261	0.00	0.00	0.01	0.04	0.07	0.05	0
292	0.22	0.22	0.20	0.15	0.09	0	0
322	0.24	0.21	0.17	0.06	0	0	0
347	0.18	0.18	0.14	0.04	0	0	0
Promedio	0.17	0.18	0.15	0.12	0.09	0.04	0.01

Tabla 6.14 (I) Potencia total (MW_t) en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.01	0.04	0.14	0.16	0.16
45	0	0	0	0	0.01	0.01	0	0
74	0	0	0.02	0.08	0.13	0.16	0.19	0.20
105	0	0.01	0.06	0.11	0.15	0.18	0.21	0.22
135	0	0	0.02	0.07	0.13	0.15	0.14	0.17
161	0	0.03	0.10	0.13	0.16	0.20	0.23	0.24
199	0	0	0	0	0	0.03	0.05	0.14
230	0	0	0.01	0.04	0.06	0.16	0.21	0.23
261	0	0	0.01	0.04	0.07	0.11	0.01	0.00
292	0	0	0	0.05	0.04	0.10	0.14	0.17
322	0	0	0	0.04	0.11	0.15	0.18	0.20
347	0	0	0	0.02	0.03	0.10	0.16	0.18
Promedio	0	0	0.02	0.05	0.08	0.12	0.14	0.16

Tabla 6.14 (II) Potencia total (MW_t) en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0.06	0.12	0.05	0	0	0	0
45	0.00	0.01	0.02	0.02	0	0	0
74	0.21	0.20	0.17	0.17	0.11	0	0
105	0.23	0.22	0.21	0.19	0.15	0.08	0
135	0.13	0.13	0.04	0.06	0.03	0.01	0
161	0.25	0.25	0.23	0.21	0.17	0.12	0.04
199	0.21	0.21	0.20	0.18	0.15	0.10	0.03
230	0.24	0.23	0.21	0.20	0.16	0.09	0
261	0.00	0.00	0.01	0.04	0.07	0.05	0
292	0.19	0.19	0.17	0.13	0.08	0	0
322	0.20	0.18	0.14	0.05	0	0	0
347	0.16	0.15	0.12	0.03	0	0	0
Promedio	0.16	0.16	0.13	0.11	0.09	0.04	0.01

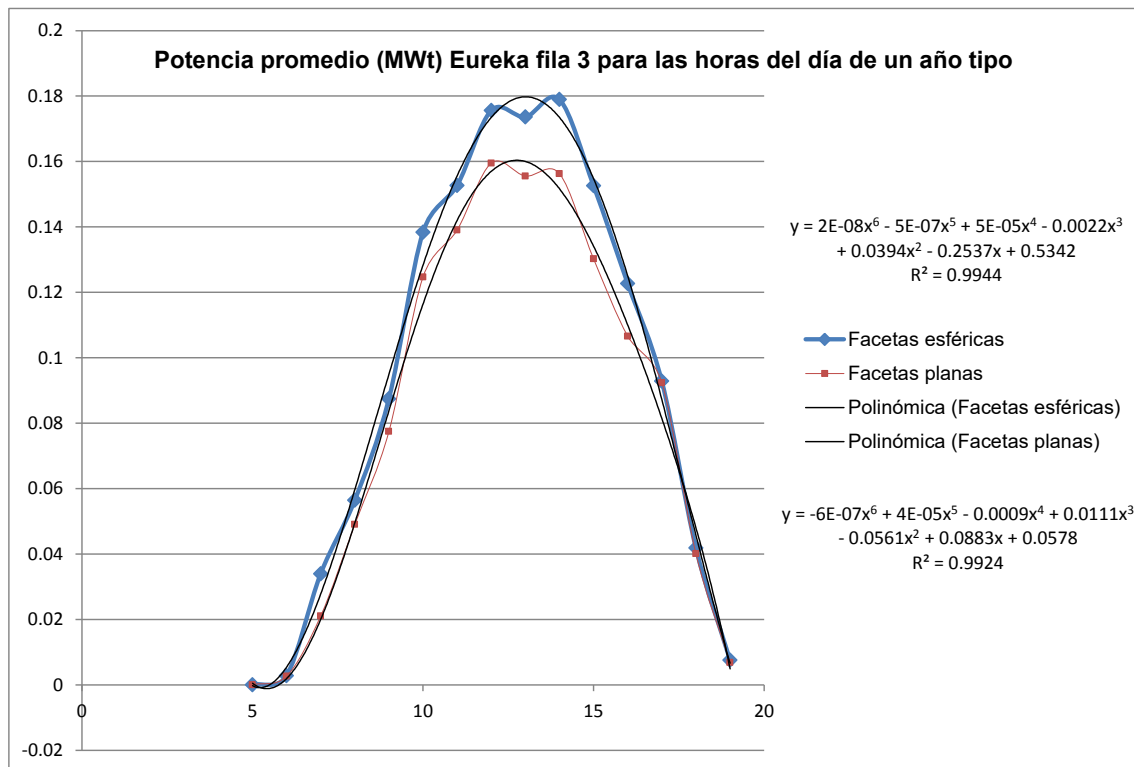


Figura 6.12 Potencia total promedio (MW_t) para cada hora del día, de un año tipo, fila 3 del campo de heliostatos Eureka (facetas esféricas y planas)

Los valores de potencia para los heliostatos de facetas esféricas de la fila 3 de Eureka son de nuevo, mayores que para el caso de heliostatos de facetas planas; sin embargo, la diferencia se ha visto reducida con respecto a la fila 1.

Dos hechos importantes son de reseñar en el resultado mostrado por la Figura 6.12:

- El valor de potencia para facetas esféricas sigue siendo mayor que para facetas planas, lo que se corresponde con lo anteriormente justificado para el caso de la fila 1.
- El incremento ha pasado de un 9.37% a las 12 horas para la fila 1 a un 11.11% a las 12 horas en la fila 3, este aumento en la diferencia se debe fundamentalmente a que los espejos planos no tienen la capacidad de concentración que tienen los espejos esféricos, y a estas distancias pequeñas a la torre, aún se produce la prevalencia del efecto de concentración de las facetas esféricas sobre la dispersión causada por el astigmatismo, siendo por tanto mayor la potencia total para facetas esféricas que para facetas planas.

Seguidamente, se incluyen las ecuaciones, que reproducen el comportamiento de la potencia total promedio para la fila 3 del campo Eureka, para las distintas horas del día del año tipo definido.

Facetas esféricas:

$$P_{\text{total fila3}} = 2\text{E-}08x^6 - 5\text{E-}07x^5 + 5\text{E-}05x^4 - 0.0022x^3 + 0.0394x^2 - 0.2537x + 0.5342; R^2 = 0.9944 \quad (6.7)$$

Facetas planas:

$$P_{\text{total fila3}} = -6\text{E-}07x^6 + 4\text{E-}05x^5 - 0.0009x^4 + 0.0111x^3 - 0.0561x^2 + 0.0883x + 0.0578; R^2 = 0.9924 \quad (6.8)$$

Como en casos anteriores, el ajuste mostrado por las ecuaciones polinómicas es prácticamente perfecto, con valores superiores al 99%, lo que indica que la parametrización del comportamiento, por medio de la hora del día, nos permite predecir el valor de la potencia generada con enorme exactitud.

II. Análisis del factor de desbordamiento: fila 3

Tabla 6.15 (I) Factor de desbordamiento en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

Día	Hora							
	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	71.08	69.71	67.28	64.74	62.49
45	0	0	0	70.22	68.61	66.34	64.09	61.99
74	0	0	71.19	68.91	67.08	64.93	63.21	61.28
105	0	73.69	70.11	67.77	66.03	63.93	62.56	60.52
135	0	73.02	69.15	67.47	65.86	63.73	62.12	59.64
161	75.97	72.42	68.69	67.52	65.78	63.67	61.77	59.04
199	0	72.70	0	67.49	65.83	63.70	61.95	59.33
230	0	0	69.74	67.57	65.92	63.78	62.39	60.21
261	0	0	70.83	68.47	66.60	64.51	62.95	61.04
292	0	0	0	69.86	68.24	65.97	63.85	61.81
322	0	0	0	70.92	69.50	67.11	64.62	62.39
347	0	0	0	71.33	69.99	67.52	64.91	62.63
Promedio	6.33	24.32	34.98	69.05	67.43	65.21	63.26	61.03

Tabla 6.15 (II) Factor de desbordamiento en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	60.27	58.11	56.03	54.25	0	0	0
45	59.76	57.60	55.77	54.58	53.87	0	0
74	58.93	56.62	54.86	54.26	55.38	0	0
105	58.00	55.43	53.92	53.14	55.68	59.05	0
135	56.81	54.39	53.32	52.93	55.36	60.86	0
161	56.05	53.91	53.91	53.21	55.35	61.37	69.15
199	56.40	54.12	53.15	53.06	55.34	61.17	69.17
230	57.60	55.03	53.67	52.92	55.54	59.89	0
261	58.62	56.21	54.52	53.86	55.66	61.34	0
292	59.55	57.36	55.55	54.62	54.53	0	0
322	60.18	58.02	56.00	54.33	0	0	0
347	60.42	58.24	56.07	54.10	0	0	0
Promedio	58.55	56.25	54.73	53.77	41.39	30.31	11.53

Tabla 6.16 (I) Factor de desbordamiento en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	74.53	72.89	71.12	69.56	67.95
45	0	0	0	73.92	72.13	70.59	68.99	67.31
74	0	0	74.42	73.08	71.35	69.39	67.53	65.78
105	0	75.01	73.60	72.30	70.39	67.67	65.33	63.30
135	0	74.52	72.76	71.73	69.55	66.01	63.24	61.09
161	75.97	74.11	72.25	71.51	68.98	65.17	62.32	60.26
199	0	74.30	0	71.60	69.26	65.54	62.71	60.61
230	0	0	73.31	72.05	70.09	67.03	64.49	62.37
261	0	0	74.13	72.81	71.01	68.82	66.84	65.02
292	0	0	0	73.67	71.97	70.34	68.68	66.99
322	0	0	0	74.41	72.73	71.03	69.48	67.85
347	0	0	0	74.71	73.12	71.24	69.67	68.09
Promedio	6.33	24.83	36.71	73.03	71.12	68.66	66.57	64.72

Tabla 6.16 (II) Factor de desbordamiento, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo con facetas planas.

Día	Hora						
	13	14	15	16	17	18	19
17	66.28	64.61	62.80	60.79	0	0	0
45	65.67	64.13	62.64	61.04	59.16	0	0
74	64.29	63.04	61.76	60.71	59.90	0	0
105	61.82	61.06	60.53	59.48	59.93	60.71	0
135	59.56	58.90	59.15	58.74	59.47	62.41	0
161	58.68	57.94	58.35	58.63	59.25	63.04	69.54
199	59.05	58.37	58.72	58.67	59.34	62.78	69.60
230	60.87	60.18	60.02	59.11	59.76	61.43	0
261	63.57	62.50	61.36	60.31	60.03	63.24	0
292	65.38	63.89	62.46	61.07	59.59	0	0
322	66.18	64.53	62.80	60.86	0	0	0
347	66.41	64.70	62.80	60.66	0	0	0
Promedio	63.15	61.99	61.11	60.01	44.70	31.13	11.60

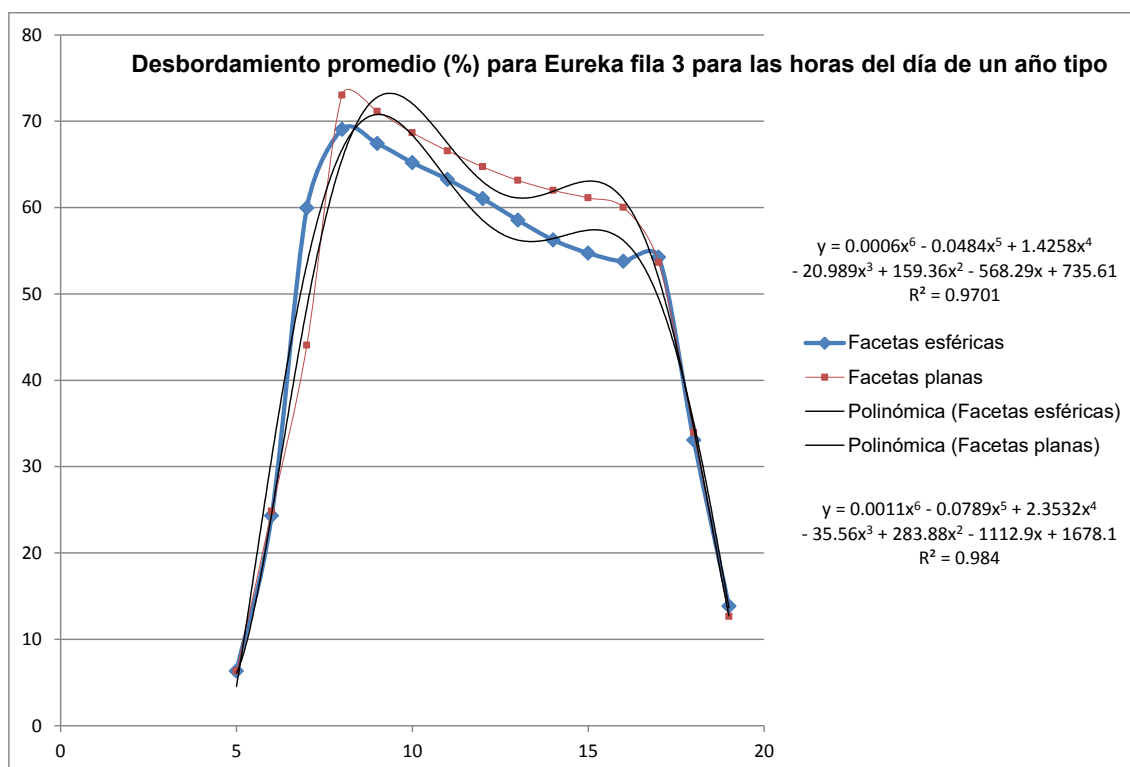


Figura 6.13 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 3 del campo de heliostatos Eureka (facetas esféricas y planas)

Como se observa, el factor de desbordamiento para el caso de facetas planas es superior al de facetas esféricas, lo que es coherente con el hecho que el efecto de concentración de las facetas esféricas, prevalece sobre la dispersión astigmática para esta configuración, según mostró el análisis de la potencia generada. El hecho de que la diferencia entre los valores del factor sea ahora menor que en el caso de la fila 1, está igualmente en consonancia con el hecho de que la dispersión va aumentando con la distancia a la torre, en tanto que el efecto de concentración se mantiene, de manera que la diferencia entre ambos efectos es menor y, por tanto, al aumentar los valores de desbordamiento para las facetas esféricas disminuye la diferencia entre el factor de desbordamiento de ambas configuraciones.

Por otro lado, se observa una disimetría en el comportamiento del factor de desbordamiento con relación al mediodía solar, un hecho que parece indicar un defecto de alineamiento en la configuración de la fila de heliostatos respecto al plano del receptor en la torre.

Siguiendo el procedimiento establecido, se incluyen las ecuaciones que reproducen los valores del factor de desbordamiento promedio para la fila 3 del campo de Eureka, para las distintas horas del día del año tipo definido.

Facetas esféricas:

$$\alpha_{\text{fila3}} = 0.0006x^6 - 0.0484x^5 + 1.4258x^4 - 20.989x^3 + 159.36x^2 - 568.29x + 735.61; R^2 = 0.9701 \quad (6.9)$$

Facetas planas:

$$\alpha_{\text{fila3}} = 0.0011x^6 - 0.0789x^5 + 2.3532x^4 - 35.56x^3 + 283.88x^2 - 1112.9x + 1678.1; R^2 = 0.984 \quad (6.10)$$

Nuevamente observamos que el ajuste es muy bueno, entre el 97% y el 99%, lo que permite asegurar que se puede determinar el factor de desbordamiento con gran precisión a partir de las ecuaciones polinómicas de ajuste.

III. Análisis de la densidad de potencia pico: fila 3

Tabla 6.17 (I) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.26	1.33	4.17	4.26	4.05
45	0	0	0	0	0.34	0.17	0.01	0
74	0	0	0.98	3.70	4.15	4.34	4.82	4.95
105	0	0.30	3.55	4.80	4.56	4.35	4.88	5.23
135	0	0.03	0.79	3.02	3.84	3.41	3.13	4.03
161	0.07	1.24	4.87	5.18	4.81	4.44	4.89	5.68
199	0	0	0	0	0.08	0.64	1.15	3.27
230	0	0	0.44	1.69	1.95	3.68	4.76	5.35
261	0	0	0.61	1.90	2.35	3.01	0.36	0.06
292	0	0	0	2.03	1.48	2.99	3.73	4.22
322	0	0	0	1.80	3.94	4.56	4.85	4.86
347	0	0	0	0.72	0.96	3.08	4.30	4.41
Promedio	1.61	0.13	1.61	2.09	2.48	3.24	3.43	3.84

Tabla 6.17 (II) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	1.27	2.52	1.05	0.01	0	0	0
45	0.00	0.11	0.44	0.50	0.15	0	0
74	4.60	4.62	4.36	4.28	3.63	0	0
105	4.96	5.77	7.81	6.78	4.54	3.04	0
135	2.77	3.42	1.92	2.99	0.72	0.16	0
161	5.13	6.50	6.50	10.37	3.71	3.11	1.79
199	4.34	5.46	8.88	8.89	3.54	2.95	1.32
230	5.06	6.08	9.02	7.90	4.48	3.35	0
261	0.02	0.01	0.16	0.99	2.18	2.44	0
292	4.24	4.15	3.70	3.06	2.72	0	0
322	4.55	3.90	2.96	1.23	0	0	0
347	3.59	3.26	2.47	0.70	0	0	0
Promedio	3.38	3.82	4.11	3.97	2.33	1.37	0.31

Tabla 6.18 (I) Densidad de potencia pico (kW/m²) en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.46	4.79	19.98	18.78	16.07
45	0	0	0	0.00	1.28	0.75	0.03	0.01
74	0	0	1.25	6.49	13.03	16.15	17.92	17.44
105	0	0.44	4.62	7.91	11.70	15.52	18.18	18.31
135	0	0.05	1.15	5.48	9.59	12.06	11.05	12.70
161	0.08	2.45	7.81	10.00	11.47	14.97	16.98	16.25
199	0	0.01	0	0	0.20	2.22	4.03	9.81
230	0	0	0.60	2.87	5.02	13.19	17.77	18.16
261	0	0	0.76	3.26	6.85	10.74	1.33	0.23
292	0	0	0	3.66	5.31	12.69	14.37	15.36
322	0	0	0	3.18	14.47	21.77	20.93	19.12
347	0	0	0	1.28	3.38	14.90	19.50	17.68
Promedio	1.62	0.25	1.62	3.72	7.26	12.91	13.41	13.43

Tabla 6.18 (II) Densidad de potencia pico (kW/m²) en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	4.85	9.62	4.09	0.03	0	0	0
45	0.01	0.40	1.62	1.90	0.45	0	0
74	16.14	15.36	13.92	14.50	11.40	0	0
105	17.59	16.96	16.76	17.51	16.89	10.74	0
135	9.83	9.69	3.35	5.82	3.36	0.77	0
161	17.80	18.95	18.92	19.04	20.27	18.27	6.94
199	15.28	15.65	15.94	16.59	17.91	15.62	4.73
230	17.99	17.35	16.96	17.90	18.10	12.93	0
261	0.05	0.03	0.45	3.17	7.16	5.34	0
292	15.21	14.82	13.28	11.35	7.83	0	0
322	17.19	14.79	11.45	4.70	0	0	0
347	13.86	12.55	9.66	2.63	0	0	0
Promedio	12.15	12.18	10.53	9.60	10.34	5.79	1.06

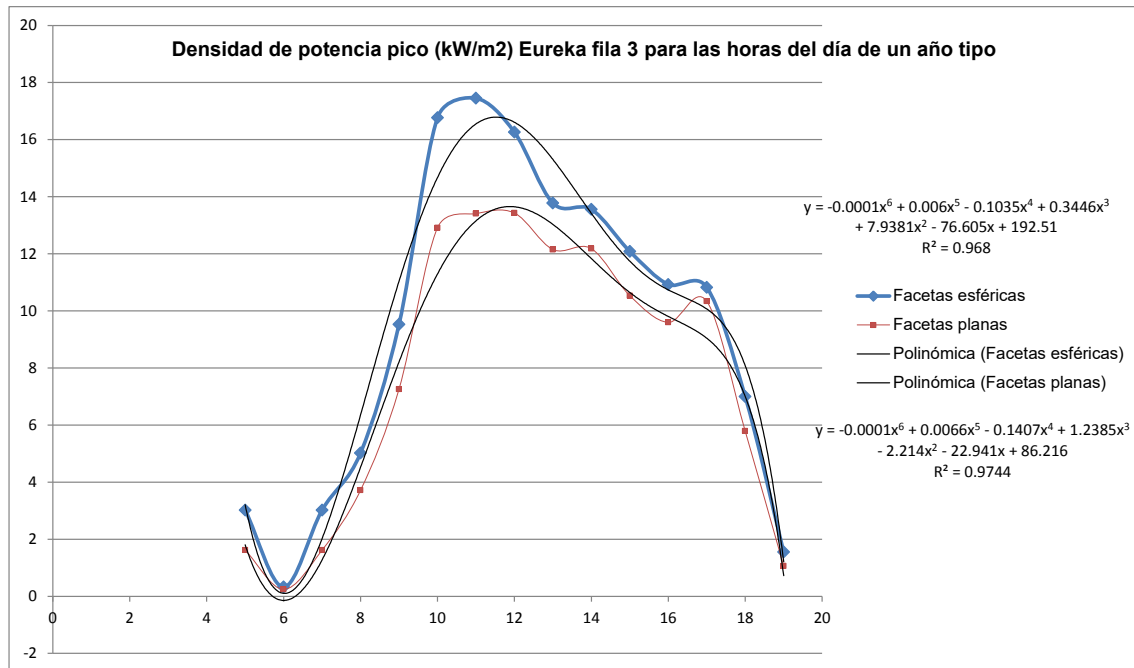


Figura 6.14 Densidad de potencia pico (kW/m²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 3 del campo de heliostatos Eureka (facetas esféricas y planas)

Se observa, como era de esperar que la configuración con facetas esféricas muestra una densidad de potencia pico mayor que para el caso de facetas planas, puesto que el efecto de concentración predomina sobre el de dispersión astigmática. De manera similar a lo reseñado para el factor de desbordamiento, se observa la falta de simetría, con respecto al mediodía solar, del comportamiento de la densidad de potencia pico, lo que es coherente con el hecho que el factor de desbordamiento también muestre dicha disimetría.

Las ecuaciones que reproducen los valores de la potencia pico promedio para la fila 3 del campo Eureka, para las distintas horas del día del año tipo definido son las que se indican a continuación:

Facetas esféricas:

$$P_{\text{pico fila3}} = -0.0001x^6 + 0.006x^5 - 0.1035x^4 + 0.3446x^3 + 7.9381x^2 - 76.605x + 192.51; R^2 = 0.968 \quad (6.11)$$

Facetas planas:

$$P_{\text{pico fila3}} = -0.0001x^6 + 0.0066x^5 - 0.1407x^4 + 1.2385x^3 - 2.214x^2 - 22.941x + 86.216; R^2 = 0.9744 \quad (6.12)$$

Al igual que para el factor de desbordamiento, el ajuste polinómico es muy bueno, alrededor del 97%, lo que nos permite asegurar que la predicción de este parámetro se puede realizar con gran exactitud.

6.4.3. Caso C: fila 6

I. Análisis de la potencia total: fila 6

Tabla 6.19 (I) Potencia total (MW_t) en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01
45	0	0	0	0	0	0	0	0
74	0	0	0	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02
105	0	0	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02
135	0	0	0.00	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02
161	0	0	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03
199	0	0	0	0	0	0.00	0.01	0.02
230	0	0	0	0	0.01	0.02	0.02	0.03
261	0	0	0	0	0.01	0.01	0	0
292	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.02
322	0	0	0	0	0.01	0.01	0.02	0.02
347	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01
Promedio	0	0	0	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02

Tabla 6.19 (II) Potencia total (MW_t) en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0	0.01	0	0	0	0	0
45	0	0.00	0	0	0	0	0
74	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0	0
105	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0
135	0.02	0.01	0.00	0.01	0	0	0
161	0.03	0.03	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01
199	0.03	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0
230	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0
261	0	0	0	0	0.00	0	0
292	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0
322	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0
347	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0
Promedio	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0

Tabla 6.20 (I) Potencia total (MW_t) en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01
45	0	0	0	0	0	0	0	0
74	0	0	0	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02
105	0	0	0.01	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02
135	0	0	0.00	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02
161	0	0	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03
199	0	0	0	0	0	0	0.01	0.02
230	0	0	0	0	0.01	0.02	0.02	0.03
261	0	0	0	0	0.01	0.01	0	0
292	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.02
322	0	0	0	0	0.01	0.01	0.02	0.02
347	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01
Promedio	0	0	0	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02

Tabla 6.20 (II) Potencia total (MW_t) en el receptor fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0	0.01	0	0	0	0	0
45	0	0	0	0	0	0	0
74	0.02	0.02	0.01	0.01	0	0	0
105	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0
135	0.02	0.01	0.00	0.01	0	0	0
161	0.03	0.03	0.03	0.02	0.01	0.01	0.01
199	0.03	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0
230	0.03	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0
261	0	0	0	0	0	0	0
292	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0
322	0.02	0.01	0.01	0	0	0	0
347	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0
Promedio	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0

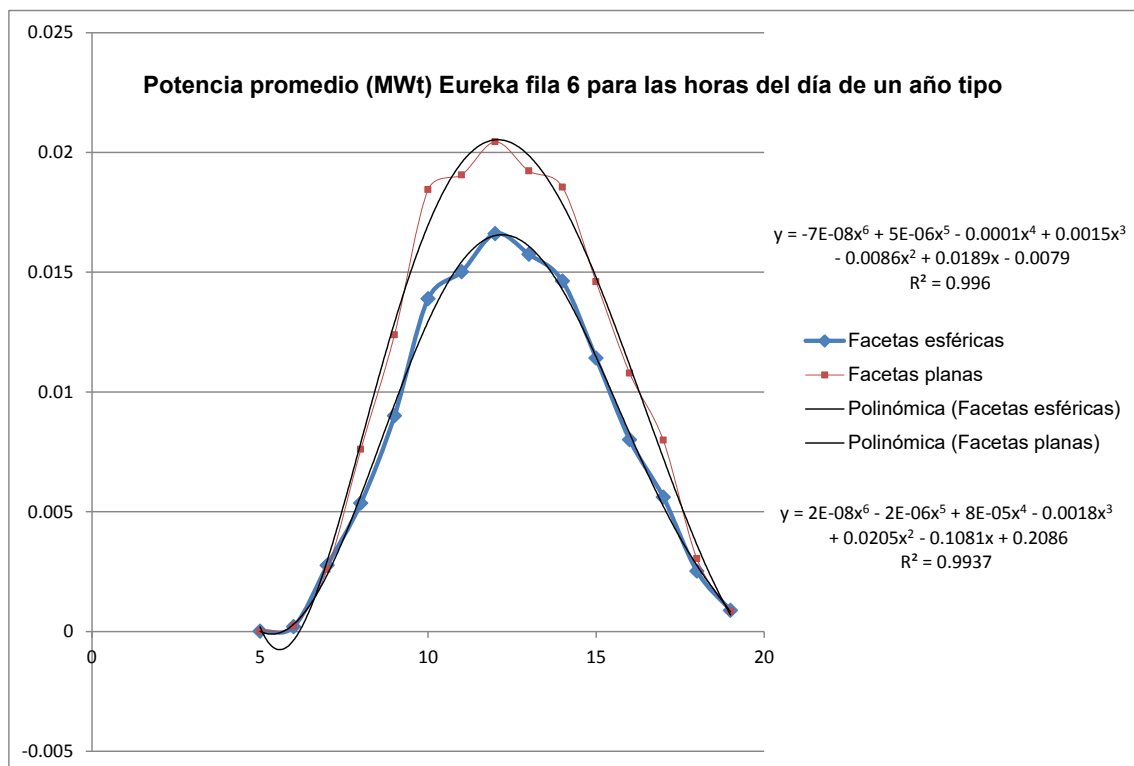


Figura 6.15 Potencia total promedio (MW_t) para cada hora del día, de un año tipo, fila 6 del campo de heliostatos Eureka (facetas esféricas y planas)

Nos encontramos que, a diferencia de los casos anteriores, la potencia promedio total es más elevada, en el caso de heliostatos con facetas planas que para el caso de heliostatos con facetas esféricas. Esto es perfectamente concordante con el hecho apuntado de que, mientras el efecto de concentración se mantiene prácticamente constante a lo largo de todo el campo, el efecto de dispersión provocado por el astigmatismo de los reflectores crece con la distancia, lo que hace que, a partir de una cierta distancia, este efecto prevalezca y la configuración de facetas planas dé lugar a una potencia mayor.

El proceso de parametrización del comportamiento de la potencia total para el presente caso, para las distintas horas del día del año tipo definido, da lugar a las siguientes ecuaciones polinómicas.

Facetas esféricas:

$$P_{\text{total fila 6}} = -7\text{E-}08x^6 + 5\text{E-}06x^5 - 0.0001x^4 + 0.0015x^3 - 0.0086x^2 + 0.0189x - 0.0079 ; R^2 = 0.996 \quad (6.13)$$

Facetas planas:

$$P_{\text{total fila 6}} = 2\text{E-}08x^6 - 2\text{E-}06x^5 + 8\text{E-}05x^4 - 0.0018x^3 + 0.0205x^2 - 0.1081x + 0.2086; R^2 = 0.9937 \quad (6.14)$$

Es de destacar el ajuste prácticamente perfecto, superior al 99%, que se obtiene en este caso, lo que permite predecir los valores de la potencia generada con casi total exactitud.

II. Análisis del factor de desbordamiento: fila 6

Tabla 6.21 (I) Factor de desbordamiento en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año (facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	97.30	97.31	97.12	96.97	96.90
45	0	0	0	97.32	97.19	96.91	96.73	96.66
74	0	0	97.13	97.19	96.75	96.38	96.18	96.12
105	0	97.01	97.34	96.64	95.88	95.49	95.29	95.26
135	0	97.47	96.99	95.82	94.91	94.53	94.37	94.36
161	97.00	97.52	96.68	95.34	94.41	94.05	93.90	93.92
199	0	97.51	0.00	95.56	94.64	94.27	94.11	94.12
230	0	0	97.25	96.34	95.51	95.12	94.93	94.91
261	0	0	97.24	97.07	96.50	96.12	95.91	95.86
292	0	0	0	97.31	97.11	96.81	96.61	96.54
322	0	0	0	97.31	97.30	97.09	96.93	96.86
347	0	0	0	97.28	97.33	97.17	97.02	96.95
Promedio	8.08	32.46	83.23	96.71	96.24	95.92	95.74	95.71

Tabla 6.21(II) Factor de desbordamiento en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año (facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	96.92	97.01	97.10	97.01	0	0	0
45	96.71	96.87	97.04	97.03	96.28	0.00	0
74	96.21	96.46	96.80	97.01	96.56	0.00	0
105	95.33	95.65	96.19	96.73	96.83	96.33	0
135	94.33	94.61	95.24	96.03	96.77	97.03	0
161	93.81	94.02	94.02	95.49	96.46	97.09	96.20
199	94.05	94.29	94.92	95.76	96.63	97.09	96.22
230	94.95	95.26	95.86	96.51	96.89	96.69	0
261	95.96	96.24	96.64	96.97	96.65	96.03	0
292	96.61	96.79	97.00	97.03	96.34	0.00	0
322	96.89	96.99	97.09	97.02	0.00	0.00	0
347	96.97	97.04	97.11	96.99	100.00	0.00	0
Promedio	95.73	95.94	96.25	96.63	88.13	52.75	19.24

Tabla 6.22 (I) Factor de desbordamiento en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	95.63	95.60	95.47	95.41	95.42
45	0	0	0	95.68	95.50	95.30	95.22	95.23
74	0	0	95.82	95.64	95.14	94.89	94.84	94.87
105	0	96.34	96.23	95.21	94.44	94.24	94.30	94.38
135	0	97.01	95.98	94.45	93.64	93.59	93.78	93.94
161	97.00	97.12	95.68	93.99	93.23	93.24	93.50	93.73
199	0	97.09	0.00	94.20	93.42	93.40	93.63	93.83
230	0	0	96.20	94.95	94.13	93.99	94.09	94.20
261	0	0	96.00	95.56	94.94	94.69	94.67	94.71
292	0	0	0	95.68	95.43	95.21	95.14	95.15
322	0	0	0	95.65	95.59	95.44	95.38	95.39
347	0	0	0	95.60	95.62	95.51	95.45	95.46
Promedio	8.08	32.30	57.59	95.19	94.72	94.58	94.62	94.69

Tabla 6.22 (II) Factor de desbordamiento en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	95.49	95.63	95.81	95.83	0	0	0
45	95.31	95.49	95.75	95.88	95.28	0	0
74	94.92	95.11	95.48	95.87	95.60	0	0
105	94.35	94.45	94.85	95.51	95.90	95.63	0
135	93.81	93.76	94.02	94.73	95.77	96.38	0
161	93.54	93.42	93.57	94.18	95.41	96.45	95.99
199	93.66	93.57	93.77	94.44	95.60	96.45	96.01
230	94.13	94.18	94.55	95.26	95.94	96.01	0
261	94.74	94.91	95.31	95.82	95.71	95.33	0
292	95.22	95.41	95.71	95.89	95.35	0	0
322	95.46	95.61	95.81	95.85	0	0	0
347	95.53	95.66	95.82	95.81	0	0	0
Promedio	94.68	94.77	95.04	95.42	86.06	52.39	17.46

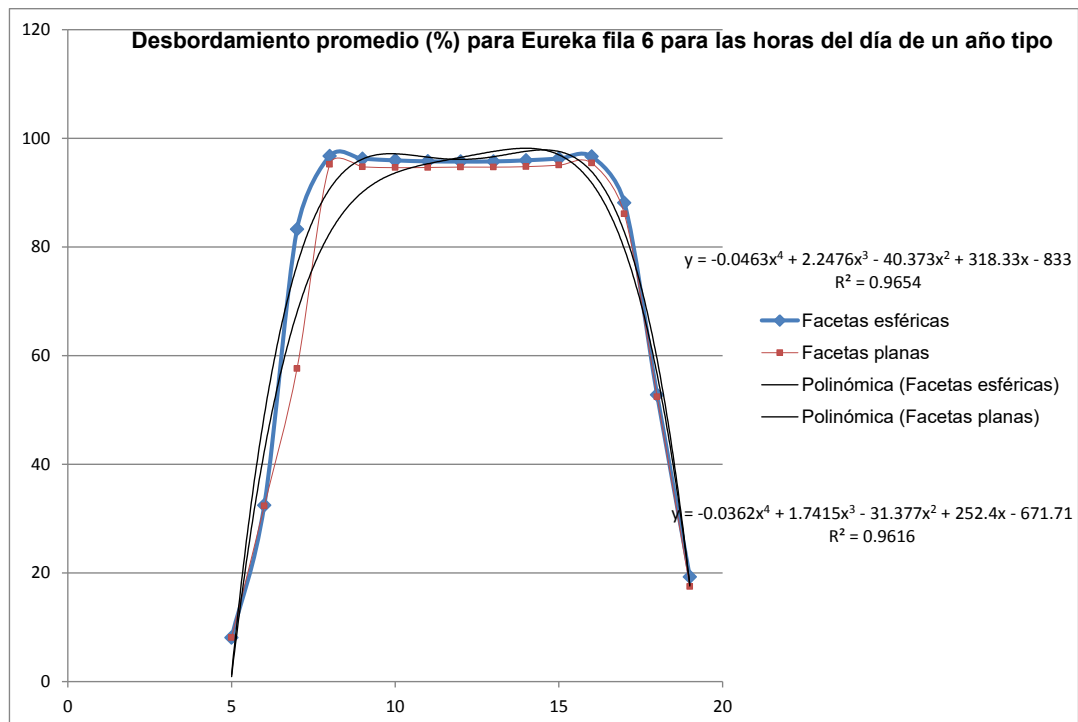


Figura 6.16 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 6 del campo de heliostatos Eureka (facetas esféricas y planas.)

Se puede observar que el factor de desbordamiento es prácticamente idéntico para ambas configuraciones, siendo ligeramente mayor para la configuración con facetas esféricas, de manera coherente con lo anteriormente apuntado que, a partir de una cierta distancia, el efecto de concentración es superado por el de dispersión astigmática.

Las ecuaciones, que reproducen los valores del factor de desbordamiento promedio para la fila 6 del campo de Eureka, para las distintas horas del día del año tipo definido se incluyen a continuación:

Facetas esféricas:

$$\alpha_{\text{fila 6}} = -0.0463x^4 + 2.2476x^3 - 40.373x^2 + 318.33x - 833; R^2 = 0.9654 \quad (6.15)$$

Facetas planas:

$$\alpha_{\text{fila 6}} = -0.0362x^4 + 1.7415x^3 - 31.377x^2 + 252.4x - 671.71; R^2 = 0.9616 \quad (6.16)$$

El ajuste obtenido en la parametrización del comportamiento del factor de desbordamiento para esta fila sigue siendo muy alto, 96%, aunque ligeramente inferior al de ajustes anteriores. En cualquier caso, se puede afirmar que la determinación del factor de desbordamiento se puede llevar a cabo con gran precisión.

III. Análisis de la de densidad de potencia pico: fila 6

Tabla 6.23 (I) Densidad de potencia pico (kW/m²) en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año (facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.10	0.53	1.90	2.10	2.10
45	0	0	0	0	0.14	0.08	0	0
74	0	0	0.33	1.21	1.80	2.31	2.72	2.87
105	0	0.11	1.16	1.76	2.26	2.72	3.04	3.25
135	0	0.01	0.33	1.28	2.08	2.35	2.12	2.50
161	0.02	0.57	2.17	2.31	2.64	3.05	3.33	3.42
199	0	0	0	0	0.04	0.44	0.79	2.00
230	0	0	0.16	0.66	1.00	2.40	3.12	3.35
261	0	0	0.19	0.64	1.07	1.68	0.21	0.04
292	0	0	0	0.67	0.60	1.45	1.96	2.32
322	0	0	0	0.66	1.57	2.09	2.40	2.55
347	0	0	0	0.28	0.38	1.39	2.10	2.26
Promedio	0.43	0.06	0.43	0.80	1.18	1.82	1.99	0.43

Tabla 6.23 (II) Densidad de potencia pico (kW/m²) en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0.68	1.37	0.60	0	0	0	0
45	0	0.06	0.23	0.26	0.06	0	0
74	2.72	2.39	2.01	1.90	1.33	0	0
105	3.16	2.79	2.37	2.22	1.91	1.10	0
135	1.85	1.66	0.49	0.73	0.37	0.08	0
161	3.44	3.29	3.29	2.38	2.22	1.89	1.21
199	2.92	2.70	2.37	2.07	1.96	1.62	0.80
230	3.29	2.92	2.44	2.24	2.02	1.35	0
261	0.01	0.01	0.06	0.41	0.82	0.63	0
292	2.38	2.26	1.92	1.55	0.97	0	0
322	2.46	2.13	1.66	0.68	0	0	0
347	1.91	1.77	1.41	0.39	0	0	0
Promedio	2.22	2.07	1.94	1.57	1.24	0.97	0.56

Tabla 6.24 (I) Densidad de potencia pico (kW/m²) en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.09	0.48	1.56	1.66	1.68
45	0	0	0	0	0.13	0.06	0	0
74	0	0	0.33	1.22	1.55	1.75	2.06	2.16
105	0	0.11	1.23	1.70	1.78	2.03	2.23	2.33
135	0	0.01	0.33	1.16	1.56	1.76	1.53	1.75
161	0.02	0.60	2.15	2.05	2.07	2.34	2.42	2.39
199	0	0	0	0	0.03	0.34	0.57	1.39
230	0	0	0.17	0.62	0.77	1.80	2.27	2.37
261	0	0	0.20	0.64	0.89	1.26	0.16	0.03
292	0	0	0	0.68	0.54	1.13	1.52	1.80
322	0	0	0	0.62	1.43	1.71	1.90	2.03
347	0	0	0	0.25	0.35	1.15	1.67	1.81
Promedio	0.37	0.06	0.37	0.75	0.97	1.41	1.50	1.65

Tabla 6.24 (II) Densidad de potencia pico (kW/m²) en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año (facetas planas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0.54	1.10	0.47	0	0	0	0
45	0	0.05	0.18	0.20	0.04	0	0
74	2.06	1.84	1.51	1.43	1.02	0	0
105	2.28	2.08	1.78	1.70	1.51	0.94	0
135	1.29	1.20	0.36	0.56	0.31	0.07	0
161	2.37	2.34	2.07	1.86	1.89	1.64	1.08
199	2.02	1.93	1.74	1.61	1.66	1.39	0.72
230	2.34	2.14	1.83	1.73	1.64	1.10	0
261	0.01	0	0.05	0.31	0.63	0.57	0
292	1.86	1.75	1.48	1.18	0.72	0	0
322	1.95	1.69	1.30	0.52	0	0	0
347	1.53	1.42	1.11	0.30	0	0	0
Promedio	1.52	1.46	1.16	0.95	0.79	0.48	0.15

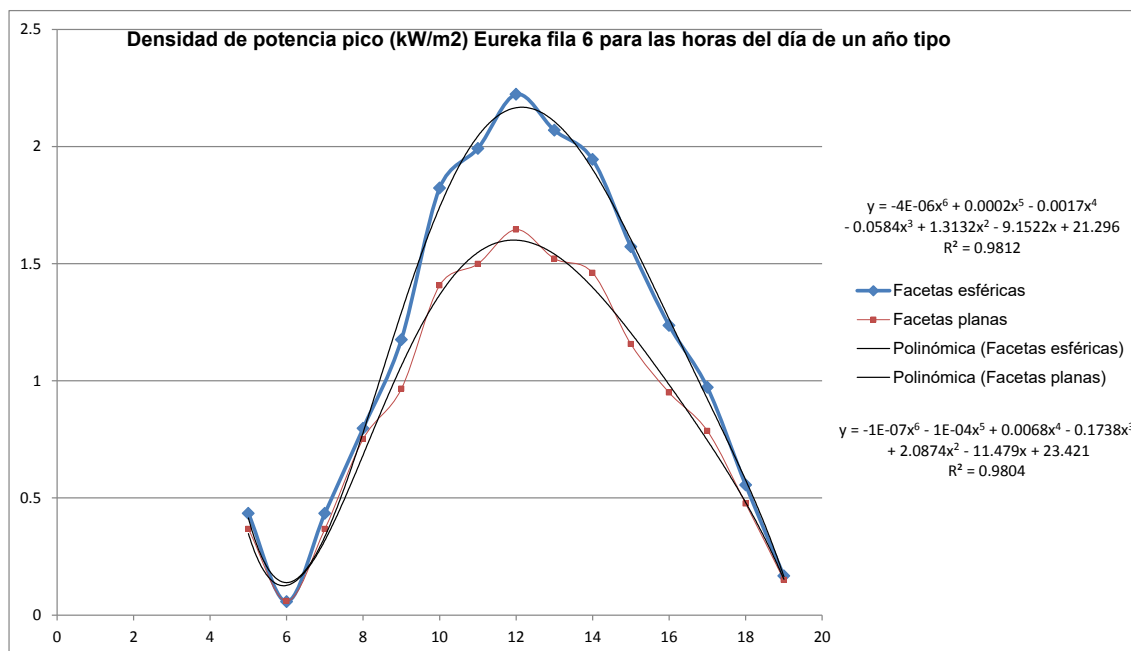


Figura 6.17 Densidad de potencia pico (kW/m²) para cada hora del día, de un año tipo, para la fila 6 o fila última de heliostatos de Eureka (facetas esféricas y planas)

La gráfica de la figura anterior muestra una aparente anomalía, dado que, de acuerdo con los argumentos anteriormente mencionados, para las filas más alejadas de la torre, aquellas cuya distancia es superior a la crítica, el efecto de concentración de las facetas esféricas se ve superado por la dispersión astigmática que producen dichas facetas, lo que llevaría a una densidad de potencia menor para este tipo de configuración, contrariamente a lo que se muestra en la figura. El motivo de esta aparente anomalía es la particular configuración de la planta solar Eureka, con una última fila, la que se está analizando, con un número de heliostatos inferior al que correspondería a una configuración clásica. Esto provoca que haya una menor dispersión por ser el número de heliostatos más pequeño, lo que hace que el efecto de concentración sea, en estas condiciones, superior, por lo que la densidad de potencia pico es mayor en el caso de facetas esféricas. El hecho de que la configuración de la última fila sea tan particular se debe a que, al tratarse de una planta experimental, y no comercial, se ajustó al terreno disponible, lo que limitó el número de heliostatos que podían ubicarse al final del terreno en la posición más alejada de la torre.

A continuación se incluyen las ecuaciones, que reproducen los valores de potencia pico promedio para la fila 6 del campo de Eureka, para las distintas horas del día del año tipo definido.

Facetas esféricas:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{pico fila 6}} = & -4\text{E-}06x^6 + 0.0002x^5 - 0.0017x^4 - 0.0584x^3 + 1.3132x^2 \\
 & - 9.1522x + 21.296 \\
 R^2 = & 0.9812
 \end{aligned}
 \tag{6.17}$$

Facetas planas:

$$\begin{aligned}
 P_{\text{pico fila 6}} = & -1\text{E-}07x^6 - 1\text{E-}04x^5 + 0.0068x^4 - 0.1738x^3 + 2.0874x^2 - \\
 & 11.479x + 23.421 \\
 R^2 = & 0.9804
 \end{aligned}
 \tag{6.18}$$

De nuevo se obtiene un gran coeficiente de ajuste, 98%, permitiendo predecir los resultados con gran exactitud.

6.4.4. Caso D: todas las filas

En este apartado vamos a representar los datos de potencia total, factor de desbordamiento y densidad de potencia pico en el receptor, tanto para heliostatos de facetas esféricas como planas, para cada una de las filas del campo de heliostatos de Eureka.

I. Análisis de la potencia: todas las filas

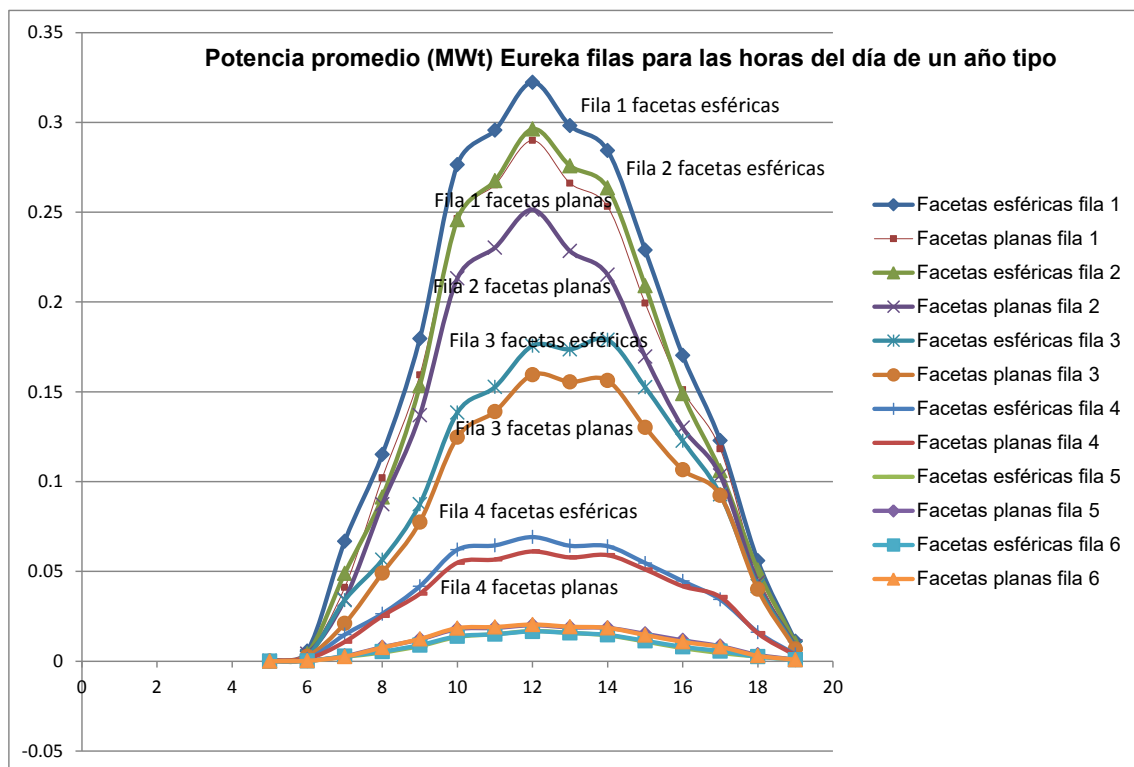


Figura 6.18 Potencia total promedio (MW_t) para cada hora del día, de un año tipo, para cada una de las filas del campo de heliostatos Eureka (facetas esféricas y planas)

El estudio del campo completo nos confirma la tendencia mostrada por el comportamiento de cada una de las filas, según el análisis realizado anteriormente. En efecto, se puede observar como, hasta una cierta distancia de la torre, filas 1 a 3, la fila con configuración de facetas esféricas muestra un mejor comportamiento, es decir, da lugar a una mayor potencia generada, en tanto que a partir de ahí, las potencias se igualan e incluso se invierte la tendencia, siendo mayor la potencia generada por heliostatos de facetas planas, como ocurre a partir de la fila 5. Este comportamiento confirma el

hecho que la dispersión astigmática va aumentando su efecto con la distancia, superando a partir de un determinado valor de dicha distancia al efecto de concentración, momento en el cual las facetas esféricas se comportan peor y, por tanto, proporcionan menos potencia y energía. Esta distancia, que llamaremos “distancia crítica” es la que marca el cambio de configuración en el heliostato en lo que se refiere a la geometría del reflector.

A continuación se incluyen las ecuaciones, que reproducen los valores de potencia total promedio para cada una de las filas del campo de heliostatos Eureka, para las distintas horas del día del año tipo definido.

Tabla 6.25 Ecuaciones de parametrización de la potencia total promedio anual para cada una de las filas de heliostatos de Eureka con facetas esféricas

Filas	d (THT)	Ecuación potencia total (P_{total}) facetas esféricas	R ²
Fila 1	113.26	$P_{total\ fila\ 1} = -9E-07x^6 + 6E-05x^5 - 0.0014x^4 + 0.0146x^3 - 0.0437x^2 - 0.1162x + 0.5828$	0.9943
Fila 2	149.96	$P_{total\ fila\ 2} = -2E-06x^6 + 0.0001x^5 - 0.0029x^4 + 0.0366x^3 - 0.2252x^2 + 0.6289x - 0.6052$	0.9947
Fila 3	194.48	$P_{total\ fila\ 3} = 2E-08x^6 - 5E-07x^5 + 5E-05x^4 - 0.0022x^3 + 0.0394x^2 - 0.2537x + 0.5342$	0.9944
Fila 4	232.32	$P_{total\ fila\ 4} = 1E-07x^6 - 1E-05x^5 + 0.0004x^4 - 0.0073x^3 + 0.0756x^2 - 0.3741x + 0.6903$	0.9928
Fila 5	274.48	$P_{total\ fila\ 5} = -1E-07x^6 + 9E-06x^5 - 0.0003x^4 + 0.0036x^3 - 0.0249x^2 + 0.0849x - 0.1128$	0.9968
Fila 6	307.12	$P_{total\ fila\ 6} = -7E-08x^6 + 5E-06x^5 - 0.0001x^4 + 0.0015x^3 - 0.0086x^2 + 0.0189x - 0.0079$	0.996

Tabla 6.26 Ecuaciones de parametrización de la potencia total promedio anual para cada una de las filas de heliostatos de Eureka con facetas planas

Filas	d (THT)	Ecuación potencia total (P_{total}) facetas planas	R ²
Fila 1	113.26	$P_{total\ fila\ 1} = -1E-06x^6 + 6E-05x^5 - 0.0014x^4 + 0.0134x^3 - 0.0275x^2 - 0.2169x + 0.8117$	0.9941
Fila 2	149.96	$P_{total\ fila\ 2} = -1E-06x^6 + 7E-05x^5 - 0.0017x^4 + 0.0177x^3 - 0.068x^2 - 0.0256x + 0.4671$	0.9939
Fila 3	194.48	$P_{total\ fila\ 3} = -6E-07x^6 + 4E-05x^5 - 0.0009x^4 + 0.0111x^3 - 0.0561x^2 + 0.0883x + 0.0578$	0.9924
Fila 4	232.32	$P_{total\ fila\ 4} = 2E-07x^6 - 2E-05x^5 + 0.0006x^4 - 0.0106x^3 + 0.1006x^2 - 0.4709x + 0.8401$	0.9918
Fila 5	274.48	$P_{total\ fila\ 5} = -0.0004x^2 + 0.0103x - 0.0452$	0.93
Fila 6	307.12	$P_{total\ fila\ 6} = 2E-08x^6 - 2E-06x^5 + 8E-05x^4 - 0.0018x^3 + 0.0205x^2 - 0.1081x + 0.2086$	0.9937

Se puede observar que el factor de ajuste es superior al 99% en la práctica totalidad de los casos, lo que permite predecir que los valores serán determinados con mucha precisión.

II. Análisis del factor de desbordamiento: todas las filas

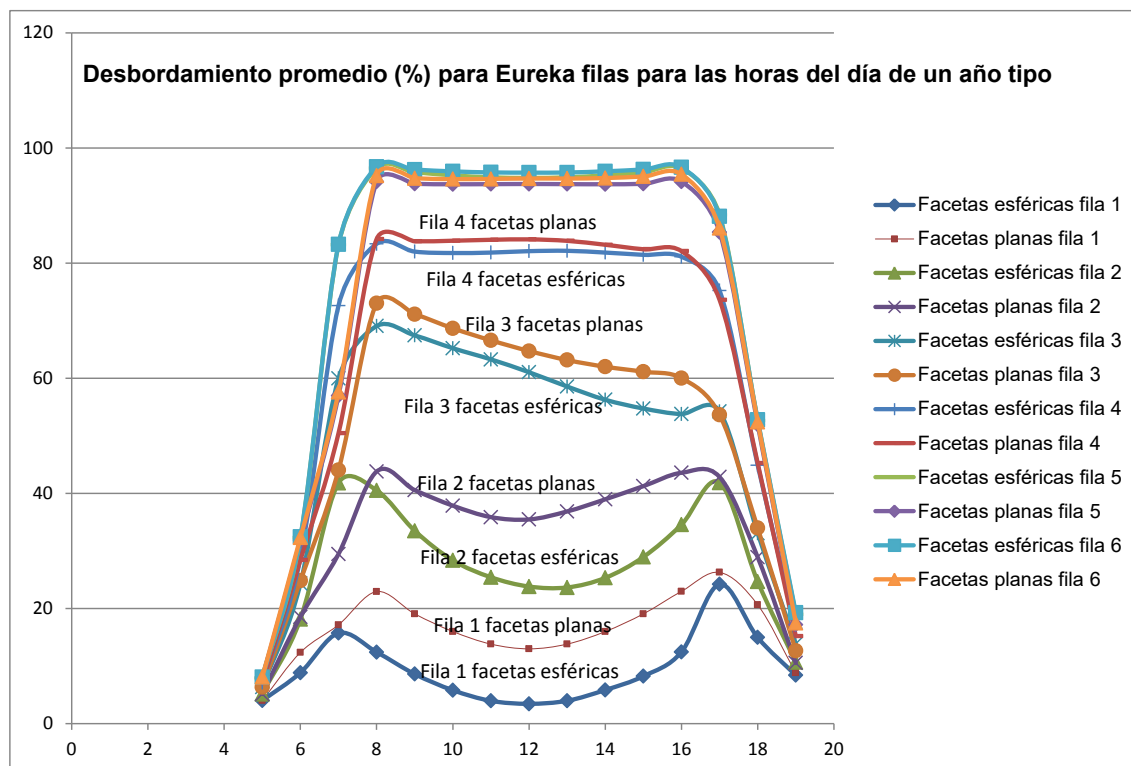


Figura 6.19 Desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, para cada una de las filas de heliostatos de Eureka (facetas esféricas y planas)

El gráfico de la figura 6.19 nos confirma plenamente que el efecto de dispersión del haz reflejado sobre las facetas del heliostato provocado por el astigmatismo de las mismas va creciendo gradualmente a medida que lo hace la distancia entre el heliostato y la torre, superando a partir de la llamada “distancia crítica” el efecto de concentración de las facetas esféricas. Así pues, hasta dicho punto el factor de desbordamiento debido al astigmatismo de las facetas esféricas, está compensado por el efecto de concentración, mostrando un factor de desbordamiento inferior al de heliostatos con facetas planas; a partir de dicho punto la tendencia se invierte y es el heliostato de facetas planas el que presenta un factor de desbordamiento menor.

De acuerdo con el procedimiento hasta ahora seguido, se presentan las ecuaciones que reproducen los valores de desbordamiento promedio para cada una de las filas del campo de heliostatos Eureka, para las distintas horas del día del año tipo definido.

Tabla 6.27 Ecuaciones de parametrización del factor de desbordamiento para cada una de las filas de Eureka con heliostatos de facetas esféricas

Filas	d (THT)	Ecuación desbordamiento(α) facetas esféricas	R ²
Fila 1	113.26	$\alpha_{fila1} = -9E-05x^6 + 0.0054x^5 - 0.1431x^4 + 2.2479x^3 - 22.106x^2 + 119.58x - 248.93$	0.8643
Fila 2	149.96	$\alpha_{fila2} = 0.0004x^6 - 0.0289x^5 + 0.83x^4 - 11.551x^3 + 79.422x^2 - 237.07x + 212.98$	0.9053
Fila 3	194.48	$\alpha_{fila3} = 0.0006x^6 - 0.0484x^5 + 1.4258x^4 - 20.989x^3 + 159.36x^2 - 568.29x + 735.61$	0.9701
Fila 4	232.32	$\alpha_{fila4} = 0.0009x^6 - 0.0693x^5 + 2.0036x^4 - 29.034x^3 + 218.4x^2 - 780.07x + 1024$	0.9765
Fila 5	274.48	$\alpha_{fila5} = 0.0012x^6 - 0.091x^5 + 2.6438x^4 - 38.582x^3 + 293.78x^2 - 1074.1x + 1467.2$	0.9789
Fila 6	307.12	$\alpha_{fila6} = -0.0463x^4 + 2.2476x^3 - 40.373x^2 + 318.33x - 833$	0.9654

Tabla 6.28 Ecuaciones de parametrización del factor de desbordamiento para cada una de las filas de Eureka con heliostatos de facetas planas

Filas	d (THT)	Ecuación desbordamiento(α) facetas planas	R ²
Fila 1	113.26	$\alpha_{fila1} = 0.0002x^6 - 0.0132x^5 + 0.4025x^4 - 5.9544x^3 + 44.035x^2 - 147.93x + 173.94$	0.9741
Fila 2	149.96	$\alpha_{fila2} = 0.0006x^6 - 0.0414x^5 + 1.2278x^4 - 18.232x^3 + 141.29x^2 - 529.81x + 754.18$	0.982
Fila 3	194.48	$\alpha_{fila3} = 0.0011x^6 - 0.0789x^5 + 2.3532x^4 - 35.56x^3 + 283.88x^2 - 1112.9x + 1678.1$	0.984
Fila 4	232.32	$\alpha_{fila4} = 0.0011x^6 - 0.0844x^5 + 2.5274x^4 - 38.334x^3 + 307.29x^2 - 1208.9x + 1827.7$	0.987
Fila 5	274.48	$\alpha_{fila5} = 0.0013x^6 - 0.0977x^5 + 2.9236x^4 - 44.309x^3 + 354.87x^2 - 1395.5x + 2110.1$	0.9873
Fila 6	307.12	$\alpha_{fila6} = -0.0362x^4 + 1.7415x^3 - 31.377x^2 + 252.4x - 671.71$	0.9616

La parametrización del factor de desbordamiento con la hora del día muestra mejores resultados en el caso de facetas planas que esféricas en las filas más próximas a la torre, lo que indica que, a pesar de ser esa la zona en la que la dispersión astigmática de las facetas esféricas es menor, la reducción de la distancia hace que el ajuste sea menos preciso para este tipo de configuración.

III. Análisis de la densidad de potencia pico: todas las filas

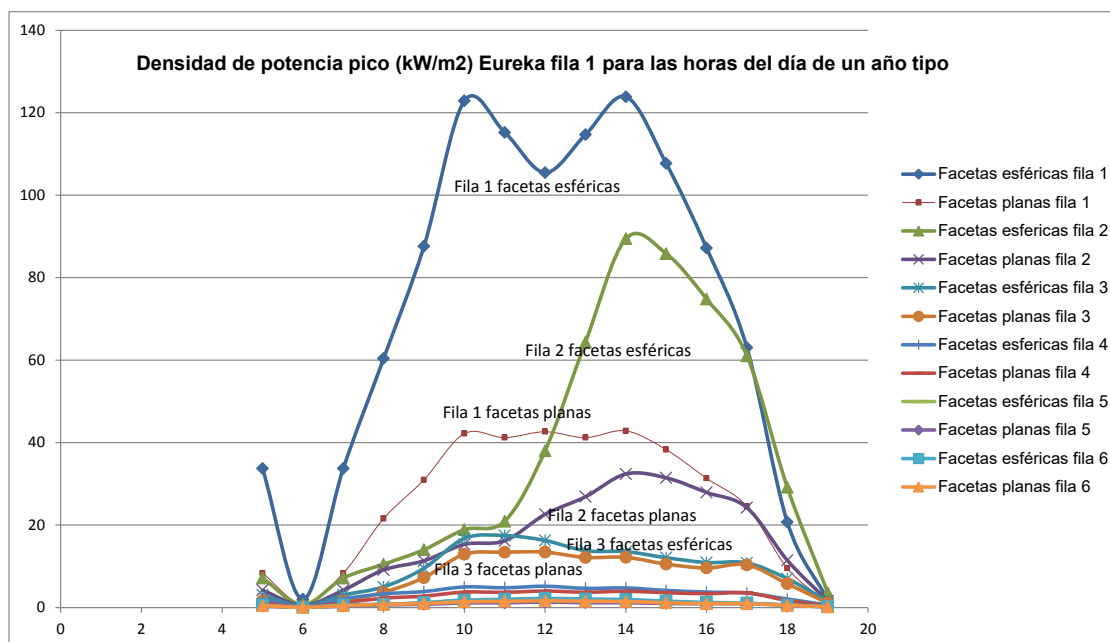


Figura 6.20 Densidad de potencia pico promedio (kW/m^2) para cada hora del día, de un año tipo, para cada fila de heliostatos de Eureka (facetas esféricas y planas)

Como en el caso del factor de desbordamiento, los resultados de la densidad de potencia pico nos muestran que las facetas esféricas se comportan sensiblemente mejor en casi todas las filas, si bien, a partir de un cierto valor de la distancia a la torre, las facetas esféricas rinden peor que las planas.

Las ecuaciones que reproducen los valores de potencia pico promedio para cada una de las filas del campo de heliostatos Eureka, para las distintas horas del día del año tipo definido son las siguientes:

Tabla 6.29 Ecuaciones paramétricas de la densidad de potencia pico para cada una de las filas de Eureka con heliostatos de facetas esféricas

Filas	d (THT)	Ecuación densidad de potencia pico (P_{pico}) facetas esféricas	R ²
Fila 1	113.26	$P_{pico \text{ fila } 1} = 0.0029x^6 - 0.2152x^5 + 6.4794x^4 - 100.89x^3 + 852.3x^2 - 3661.6x + 6224.1$	0.9819
Fila 2	149.96	$P_{pico \text{ fila } 2} = 0.0016x^6 - 0.1083x^5 + 2.9314x^4 - 40.357x^3 + 299.31x^2 - 1135.7x + 1728.4$	0.9822
Fila 3	194.48	$P_{pico \text{ fila } 3} = -0.0001x^6 + 0.006x^5 - 0.1035x^4 + 0.3446x^3 + 7.9381x^2 - 76.605x + 192.51$	0.968
Fila 4	232.32	$P_{pico \text{ fila } 4} = 8E-05x^6 - 0.0061x^5 + 0.1939x^4 - 3.1731x^3 + 27.992x^2 - 124.61x + 218.55$	0.97
Fila 5	274.48	$P_{pico \text{ fila } 5} = -7E-06x^6 + 0.0004x^5 - 0.0069x^4 + 0.021x^3 + 0.6453x^2 - 6.2227x + 16.061$	0.9884
Fila 6	307.12	$P_{pico \text{ fila } 6} = -4E-06x^6 + 0.0002x^5 - 0.0017x^4 - 0.0584x^3 + 1.3132x^2 - 9.1522x + 21.296$	0.9812

Tabla 6.30 Ecuaciones paramétricas de la densidad de potencia pico para cada una de las filas de Eureka con heliostatos de facetas planas

Filas	d (THT)	Ecuación densidad de potencia pico (P_{pico}) facetas planas	R ²
Fila 1	113.26	$P_{pico \text{ fila } 1} = 0.0007x^6 - 0.0534x^5 + 1.6443x^4 - 26.226x^3 + 226.91x^2 - 994.87x + 1716.6$	0.9935
Fila 2	149.96	$P_{pico \text{ fila } 2} = 0.0005x^6 - 0.0334x^5 + 0.9538x^4 - 14.017x^3 + 111.98x^2 - 458.25x + 748.72$	0.9906
Fila 3	194.48	$P_{pico \text{ fila } 3} = -0.0001x^6 + 0.0066x^5 - 0.1407x^4 + 1.2385x^3 - 2.214x^2 - 22.941x + 86.216$	0.9744
Fila 4	232.32	$P_{pico \text{ fila } 4} = 5E-05x^6 - 0.004x^5 + 0.1276x^4 - 2.1129x^3 + 18.817x^2 - 84.312x + 148.24$	0.9754
Fila 5	274.48	$P_{pico \text{ fila } 5} = -5E-07x^6 - 8E-05x^5 + 0.0064x^4 - 0.1628x^3 + 1.915x^2 - 10.324x + 20.695$	0.975
Fila 6	307.12	$P_{pico \text{ fila } 6} = -1E-07x^6 - 1E-04x^5 + 0.0068x^4 - 0.1738x^3 + 2.0874x^2 - 11.479x + 23.421$	0.9804

Nuevamente se observa el elevado valor de ajuste de las ecuaciones polinómicas.

6.5. Análisis anual del campo total de Eureka

A continuación se procede a realizar las correspondientes simulaciones para todo el campo de heliostatos Eureka para los días del año tipo anteriormente indicados.

I. Análisis de la potencia total

Tabla 6.31 (I) Potencia total (MW_t) del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.09	0.63	2.31	2.48	2.44
45	0	0	0	0	0.17	0.09	0	0
74	0	0	0.27	1.39	2.07	2.51	2.81	2.90
105	0	0.07	0.96	1.78	2.31	2.67	2.89	2.96
135	0	0.01	0.22	1.14	1.95	2.14	1.86	2.15
161	0.01	0.37	1.40	1.98	2.40	2.72	2.88	2.90
199	0	0	0	0	0.04	0.40	0.68	1.71
230	0	0	0.12	0.63	0.99	2.29	2.84	2.97
261	0	0	0.16	0.71	1.18	1.77	0.21	0.04
292	0	0	0	0.77	0.73	1.69	2.17	2.51
322	0	0	0	0.64	1.89	2.53	2.83	2.93
347	0	0	0	0.24	0.45	1.70	2.50	2.65
Promedio	0	0.04	0.45	0.78	1.23	1.90	2.01	2.18

Tabla 6.31 (II) Potencia total (MW_t) del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0.80	1.57	0.62	0	0	0	0
45	0	0.07	0.25	0.24	0.03	0	0
74	2.80	2.60	2.14	1.89	1.04	0	0
105	2.91	2.74	2.49	2.14	1.54	0.66	0
135	1.60	1.48	0.47	0.67	0.29	0.05	0
161	2.90	2.84	2.84	2.17	1.70	1.14	0.40
199	2.49	2.37	2.18	1.90	1.52	0.99	0.27
230	2.95	2.74	2.47	2.13	1.62	0.82	0
261	0.01	0.01	0.07	0.41	0.66	0.34	0
292	2.63	2.51	2.09	1.46	0.65	0	0
322	2.85	2.44	1.74	0.56	0	0	0
347	2.24	2.03	1.42	0.29	0	0	0
Promedio	2.01	1.95	1.57	1.15	0.82	0.36	0.07

Tabla 6.32 (I) Potencia total (MW_t) del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	0.08	0.59	2.17	2.36	2.33
45	0	0	0	0	0.16	0.09	0	0
74	0	0	0.25	1.29	1.93	2.35	2.63	2.72
105	0	0.06	0.89	1.65	2.14	2.47	2.67	2.74
135	0	0.01	0.21	1.05	1.79	1.96	1.69	1.96
161	0.01	0.34	1.29	1.83	2.21	2.49	2.62	2.62
199	0	0	0.00	0	0.04	0.36	0.62	1.55
230	0	0	0.11	0.58	0.91	2.12	2.61	2.73
261	0	0	0.15	0.66	1.10	1.65	0.20	0.04
292	0	0	0	0.71	0.68	1.58	2.04	2.37
322	0	0	0	0.59	1.77	2.38	2.68	2.79
347	0	0	0	0.22	0.42	1.60	2.38	2.53
Promedio	0.00	0.03	0.29	0.72	1.14	1.77	1.87	2.03

Tabla 6.32 (II) Potencia total (MW_t) del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	0.76	1.48	0.57	0	0	0	0
45	0	0.06	0.24	0.22	0.03	0	0
74	2.62	2.42	2.00	1.76	0.96	0	0
105	2.69	2.54	2.31	1.98	1.41	0.60	0
135	1.46	1.36	0.43	0.62	0.27	0.05	0
161	2.63	2.59	2.34	2.00	1.56	1.04	0.37
199	2.26	2.17	2.01	1.75	1.40	0.90	0.25
230	2.71	2.53	2.29	1.97	1.49	0.75	0
261	0.01	0.01	0.06	0.38	0.61	0.31	0
292	2.48	2.36	1.95	1.35	0.60	0	0
322	2.70	2.29	1.63	0.51	0	0	0
347	2.13	1.91	1.32	0.26	0	0	0
Promedio	1.87	1.81	1.43	1.07	0.83	0.33	0.06

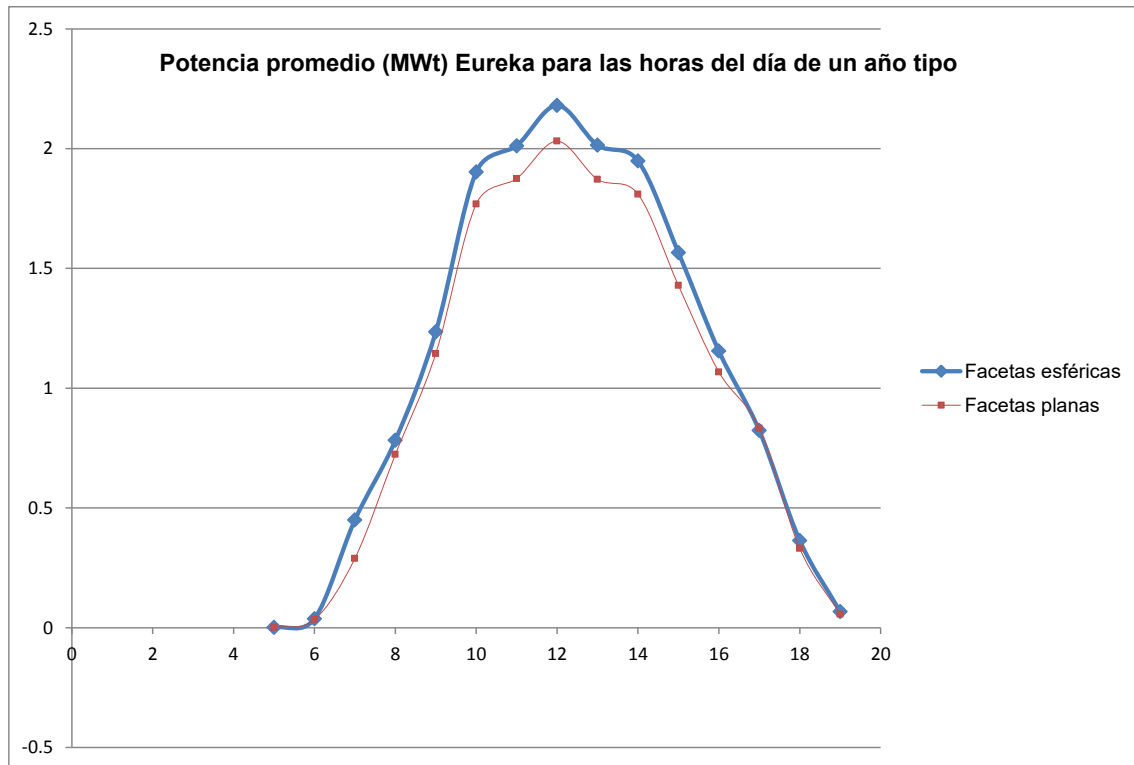


Figura 6.21 Potencia promedio (MW_t) para cada hora del día, de un año tipo, para el campo de heliostatos Eureka (facetas esféricas y planas)

Podemos observar que los valores de potencia promedio para el campo de heliostatos con facetas planas se encuentran por debajo de los correspondientes al caso de facetas esféricas, lo que nos indica que, en conjunto y promedio anual, la configuración de facetas esféricas es mejor desde el punto de vista de la generación global de potencia y energía.

Seguidamente, vamos a obtener, a partir de los datos de promedio de potencia generados por las simulaciones, un valor aproximado de potencia térmica anual para el campo Eureka, tanto para heliostatos de facetas esféricas como para facetas planas. Este valor global se obtiene como suma de los promedios de potencia total calculados a las distintas horas en los días elegidos como representativos de cada mes para un año tipo. Matemáticamente:

$$P_{\text{total}} = 365 \sum_{h=5}^{19} P_{\text{promedio}} \quad (6.19)$$

donde h es la hora del día que va desde las 5 de la mañana (h=5) hasta las 7 de la tarde (h=19).

Tabla 6.33 Potencia total anual del campo de heliostatos Eureka con heliostatos de facetas esféricas y planas

P _{total facetas planas (MW_t)}	5570.95
P _{total facetas esféricas (MW_t)}	6035.93

Un sencillo cálculo nos muestra que el uso de facetas esféricas da lugar a un incremento de la potencia total del **7,70 %**. Esto supone un porcentaje mucho más elevado comparado con lo calculado en relación al campo de heliostatos PS10.

II. Análisis del factor de desbordamiento

Tabla 6.34 (I) Factor de desbordamiento del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	97.64	85.05	46.05	41.76	47.64
45	0	0	0	99.98	95.92	97.67	99.91	99.98
74	0	0	93.60	64.63	48.12	34.92	26.50	29.64
105	0	96.39	67.31	48.57	40.59	29.87	23.69	24.20
135	0	99.52	90.04	64.04	48.86	42.14	48.83	44.76
161	99.45	72.98	32.51	34.74	35.99	24.52	17.09	23.68
199	0	99.91	0	99.97	98.91	89.08	80.76	55.75
230	0	0	95.29	81.15	74.34	39.24	24.29	23.89
261	0	0	95.82	80.83	70.13	53.85	94.46	99.07
292	0	0	0	81.27	82.27	57.51	44.75	42.00
322	0	0	0	83.35	55.12	40.10	32.73	36.56
347	0	0	0	93.53	89.41	61.16	42.54	43.68
Promedio	8.29	30.73	39.55	77.48	68.72	51.34	48.11	47.57

Tabla 6.34 (II) Factor de desbordamiento del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	83.31	66.12	86.53	99.92	0	0	0
45	99.96	98.63	94.65	95.30	99.28	0	0
74	39.17	54.13	60.65	64.94	80.91	0	0
105	35.44	57.15	59.15	63.66	73.33	88.86	0
135	63.79	75.43	93.31	89.60	95.16	99.16	0
161	31.70	50.13	50.13	67.75	72.21	81.14	93.04
199	42.65	59.65	69.27	71.17	74.94	83.45	95.12
230	34.17	56.83	62.02	65.27	72.35	86.14	0
261	99.80	99.91	98.79	92.62	88.11	92.03	0
292	43.20	49.97	57.64	71.85	87.23	0	0
322	40.14	47.94	61.96	88.93	0.00	0	0
347	53.03	55.82	68.87	94.02	100.00	0	0
Promedio	55.53	64.31	71.91	80.42	70.29	44.23	15.68

Tabla 6.35 (I) Factor de desbordamiento del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0	0	0	15.51	11.70	9.58	8.31	7.84
45	0	0	0	15.22	11.74	9.68	8.42	7.98
74	0	0	20.94	15.67	12.32	10.02	8.86	8.51
105	0	30.10	22.62	17.49	13.41	10.85	9.91	9.70
135	0	32.42	25.07	19.39	14.74	12.20	11.46	11.33
161	43.49	33.39	26.28	20.38	15.55	13.11	12.39	12.25
199	0	32.96	0	19.93	15.17	12.69	11.96	11.83
230	0	0	23.53	18.23	13.90	11.31	10.46	10.29
261	0	0	21.23	16.21	12.63	10.24	9.13	8.83
292	0	0	0	15.19	11.83	9.74	8.49	8.08
322	0	0	0	15.40	11.68	9.59	8.32	7.85
347	0	0	0	15.79	11.78	9.58	8.31	7.83
Promedio	3.62	10.74	13.97	17.03	13.04	10.72	9.67	9.36

Tabla 6.35 (II) Factor de desbordamiento del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

Día	Hora						
	13	14	15	16	17	18	19
17	8.30	9.58	11.72	15.58	0	0	0
45	8.41	9.68	11.75	15.27	22.42	0	0
74	8.86	10.03	12.34	15.70	21.04	0	0
105	9.90	10.87	13.44	17.53	22.69	30.30	0
135	11.46	12.21	14.78	19.44	25.13	32.56	0
161	12.39	13.12	15.59	20.43	26.35	33.52	43.70
199	11.96	12.69	15.21	19.98	25.80	33.10	43.95
230	10.46	11.32	13.93	18.27	23.60	31.16	0
261	9.13	10.25	12.65	16.24	21.31	33.31	0
292	8.49	9.74	11.85	15.24	21.46	0	0
322	8.31	9.59	11.70	15.46	0	0	0
347	8.30	9.57	11.80	15.88	0	0	0
Promedio	9.67	10.72	13.06	17.08	20.98	17.63	7.97

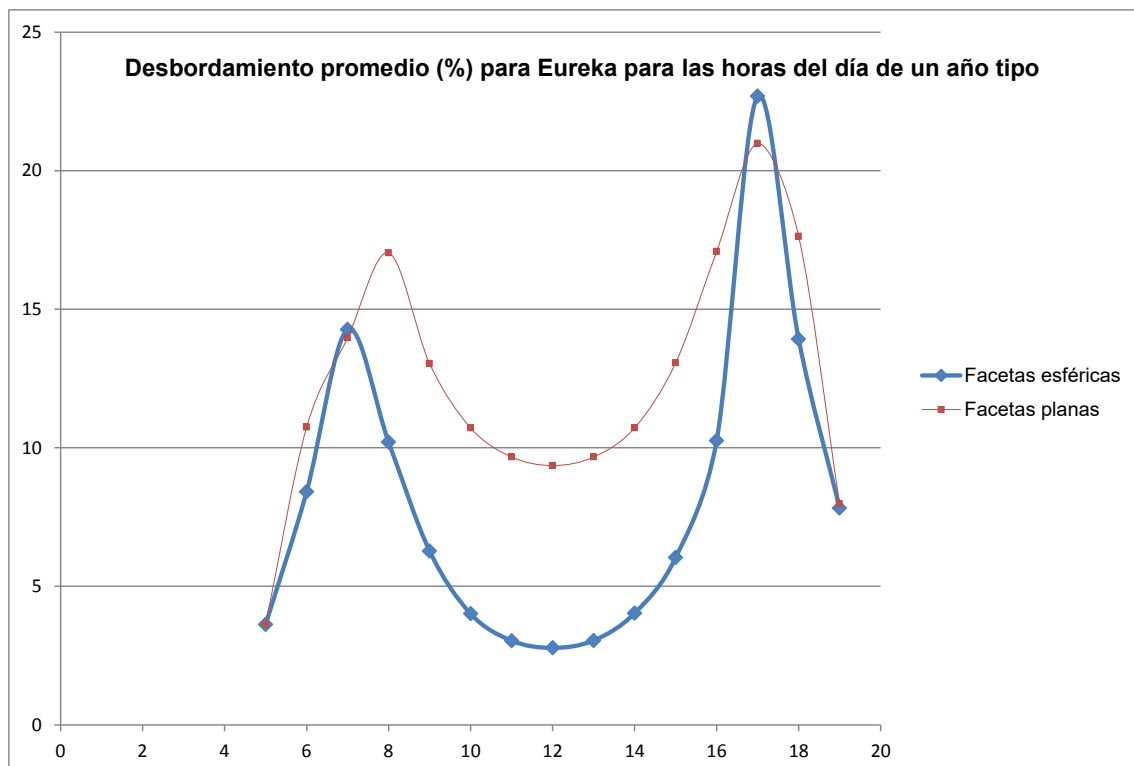


Figura 6.22 Desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, para el campo de heliostatos de PS10 (facetas esféricas y planas)

Podemos ver que los valores de desbordamiento promedio anual para el caso de las facetas planas son superiores a los que se obtienen para heliostatos de facetas esféricas, siendo esta diferencia más acusada para las horas centrales del día. Por otro lado, los valores más elevados del factor de desbordamiento, en cualquiera de las dos configuraciones, se producen en los extremos del día, a las 8.00 horas y a las 16.00 horas.

El comportamiento mostrado por el factor de desbordamiento queda justificado por la influencia que el efecto coseno tiene sobre la imagen reflejada por las facetas del heliostato, mucho mayor en las horas extremas del día donde el ángulo de incidencia del haz solar es mayor, lo que da lugar a una mayor dispersión del haz reflejado y, por tanto, un mayor factor de desbordamiento. Asimismo, el hecho que en dichas zonas del día, primeras y últimas horas, la diferencia en el factor de desbordamiento entre ambas configuraciones, facetas planas y esféricas, se reduzca considerablemente se debe a que el efecto de dispersión por astigmatismo de la faceta esférica es tanto mayor cuanto más grande es el ángulo de incidencia, no existiendo dicho efecto para facetas planas.

III. Análisis de la densidad de potencia pico

Tabla 6.36 (I) Densidad de potencia pico del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo(facetas esféricas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0.00	0.00	0.00	14.37	103.79	377.83	390.62	382.07
45	0.00	0.00	0.00	0.13	29.91	15.46	0.57	0.16
74	0.00	0.00	55.38	273.35	370.15	410.83	423.96	425.87
105	0.00	12.33	190.12	346.47	404.41	421.11	415.36	398.96
135	0.00	1.30	41.24	205.38	314.67	312.16	247.31	261.18
161	0.96	66.46	251.64	338.47	366.43	377.05	373.48	338.15
199	0.00	0.23	0.00	0.17	6.44	56.52	89.64	202.18
230	0.00	0.00	23.82	119.98	169.19	352.70	397.41	384.30
261	0.00	0.00	33.35	140.82	210.59	287.64	31.47	5.37
292	0.00	0.00	0.00	139.55	129.94	277.15	335.17	382.13
322	0.00	0.00	0.00	104.69	315.36	415.10	444.22	457.56
347	0.00	0.00	0.00	37.32	72.27	276.69	394.79	416.74
Promedio	0.08	6.69	54.14	143.39	207.76	298.35	295.33	304.55

Tabla 6.36 (II) Densidad de potencia pico del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	125.39	257.08	101.06	0.60	0.00	0.00	0.00
45	0.26	10.97	44.61	42.08	6.61	0.00	0.00
74	422.58	424.08	382.61	370.91	210.67	0.00	0.00
105	420.05	431.39	436.57	414.54	303.28	116.11	0.00
135	213.33	216.44	75.84	121.06	53.47	9.10	0.00
161	376.79	392.79	392.79	370.72	305.78	204.65	54.11
199	327.13	335.68	342.36	331.68	276.85	179.83	35.98
230	413.74	421.12	422.69	404.05	313.39	149.84	0.00
261	1.37	0.88	12.16	80.65	133.56	52.88	0.00
292	407.11	412.10	369.42	265.70	128.58	0.00	0.00
322	448.14	398.68	290.01	90.10	0.00	0.00	0.00
347	354.62	330.85	229.39	43.98	0.00	0.00	0.00
Promedio	292.54	302.67	258.29	211.34	144.35	59.37	7.51

Tabla 6.37 (I) Densidad de potencia pico del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora							
Día	5	6	7	8	9	10	11	12
17	0.00	0.00	0.00	10.53	75.72	273.98	291.05	283.23
45	0.00	0.00	0.00	0.09	20.86	11.17	0.43	0.12
74	0.00	0.00	34.67	175.85	251.72	294.75	323.34	328.74
105	0.00	8.83	123.15	221.11	271.72	303.18	322.18	324.75
135	0.00	0.91	28.62	136.18	217.66	231.66	197.06	225.13
161	0.96	46.87	179.10	231.65	258.81	286.03	297.20	294.59
199	0.00	0.16	0.00	0.11	4.51	42.45	71.36	175.81
230	0.00	0.00	15.54	77.04	114.57	256.24	311.30	320.28
261	0.00	0.00	21.01	89.56	142.07	206.08	24.12	4.21
292	0.00	0.00	0.00	94.55	89.92	199.83	251.62	288.28
322	0.00	0.00	0.00	75.72	227.85	300.67	331.12	339.64
347	0.00	0.00	0.00	27.79	53.14	201.06	294.04	308.33
Promedio	0.08	4.73	33.51	95.02	144.04	217.26	226.23	241.09

Tabla 6.37 (II) Densidad de potencia pico del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)

	Hora						
Día	13	14	15	16	17	18	19
17	93.36	186.74	73.93	0.44	0	0	0
45	0.19	7.94	31.20	29.17	4.08	0	0
74	322.57	305.00	261.00	239.29	132.02	0	0
105	325.97	311.37	294.00	265.18	196.58	83.82	0
135	169.72	160.87	52.51	80.60	37.15	6.38	0
161	299.30	298.21	274.22	253.03	217.41	144.36	40.45
199	259.92	252.39	239.59	223.90	194.74	126.38	26.92
230	323.88	306.65	286.75	260.31	204.58	105.91	0
261	1.05	0.63	8.23	51.38	84.34	36.76	0
292	305.44	297.78	256.25	180.30	79.97	0	0
322	333.77	289.26	210.16	65.25	0	0	0
347	263.85	240.74	169.02	32.88	0	0	0
Promedio	224.92	221.46	179.74	140.14	95.91	41.97	5.61

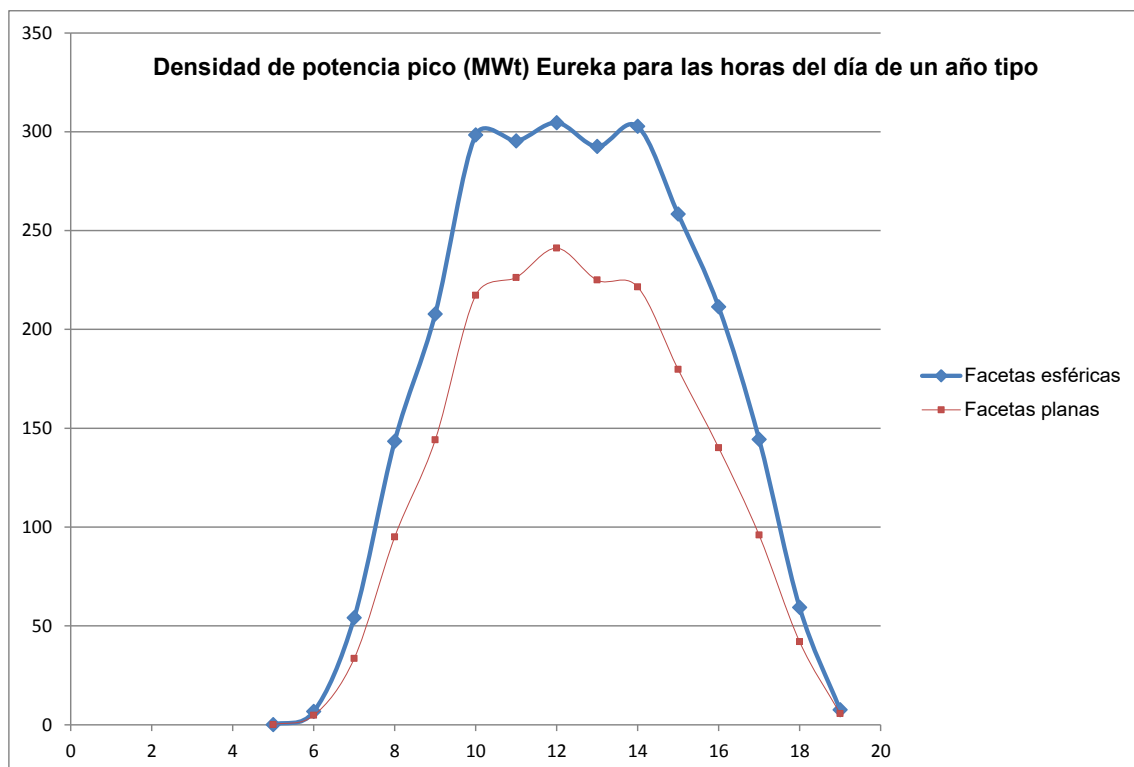


Figura 6.23 Densidad de potencia pico promedio (kW/m^2) para cada hora del día, de un año tipo, para el campo de heliostatos de Eureka (facetas esféricas y planas)

Es fácil comprobar que los valores de densidad de potencia pico en promedio anual, son en todos los casos mayores para facetas esféricas que para el caso de facetas planas.

6.6. Conclusiones

En este capítulo se han analizado los valores de potencia total, factor de desbordamiento y densidad de potencia pico para cada una de las filas de heliostatos de un campo de dimensiones reducidas, campo solar Eureka, en el que la torre cuenta con una altura de 35 metros, y el campo únicamente con 34 heliostatos. El análisis se ha llevado a cabo para dos casos concretos, día 81 a las 10 y 12 horas, y para un año promedio, así como para todo el campo de heliostatos. Se ha podido observar que, aunque los valores de potencia son mayores para una configuración con facetas esféricas, a medida que nos alejamos de la torre la diferencia en potencia total se va reduciendo, hasta alcanzar la quinta y sexta filas, donde la configuración para heliostatos de facetas planas presenta un mayor valor de la potencia generada total.

En el caso de los valores del factor de desbordamiento, estos son menores para la configuración de facetas esféricas que para las facetas planas cuando más cerca se encuentran los heliostatos de la torre, debido a la prevalencia del efecto de concentración sobre la dispersión astigmática. El efecto, sin embargo, se va reduciendo a medida que crece la distancia a la torre, ya que la capacidad de concentración se mantiene, en tanto que la dispersión astigmática para facetas esféricas, crece con la distancia; por ello, se alcanza un valor de dicha distancia, la llamada “distancia crítica” para la cual los efectos se compensan y el factor de desbordamiento es el mismo para ambos tipos de configuración, lo que en el caso de la planta solar Eureka se produce a partir de la fila 5.

En lo que se refiere al factor de desbordamiento promedio anual para el campo solar en su conjunto, es mayor para las facetas planas que para las esféricas.

Los valores de densidad de potencia pico, en consonancia con el factor de desbordamiento, muestran valores más elevados para la configuración de facetas esféricas, disminuyendo la diferencia de dicho valor entre ambas configuraciones a medida que nos alejamos de la torre. En nuestro caso, en la planta solar Eureka, nunca se llega a alcanzar el equilibrio, e incluso la inversión de la tendencia, es decir, valores más elevados de la densidad de potencia pico para configuración con facetas planas, por el hecho de tener la planta un número reducido de heliostatos en su última fila, fundamentalmente por cuestiones de diseño y espacio.

La densidad de potencia pico promedio anual muestra un comportamiento regido por el diseño del campo, pocas filas y reducido número de heliostatos (ver Figura 6.1), de manera que, al igual que en el caso del factor de desbordamiento, los valores son siempre mayores para una configuración de heliostatos con facetas esféricas.

Para la potencia total, las primeras filas muestran valores mayores para facetas esféricas que planas, invirtiéndose el comportamiento a partir de la fila 5. En las simulaciones del campo completo de heliostatos Eureka, para el promedio anual encontramos que los valores de potencia total son inferiores para la configuración con facetas planas que para las facetas esféricas.

Podemos, en general, concluir, que los efectos de emplear heliostatos con facetas planas, frente a heliostatos con facetas esféricas, son mucho más acusados para el caso de campos solares de reducidas dimensiones, con un número de heliostatos pequeño, pocas filas y cortas distancias heliostato-torre, produciéndose una reducción de la potencia total térmica muy significativa en comparación con campos de heliostatos mucho más grandes y con mayores distancias a la torre (7.70 % de Eureka frente a 1.48 % de PS10), en los que dichas diferencias se ven mitigadas e incluso se puede producir una inversión de la tendencia, de manera que las facetas planas muestren un mejor comportamiento para los tres parámetros de estudio.

A tenor de lo visto, con relación a la potencia generada, el comportamiento del sistema muestra una tendencia clara, el efecto de dispersión ocasionado por el

astigmatismo de las facetas esféricas, que crece con la distancia heliostato-torre, se compensa parcial o totalmente con el efecto de concentración generado por la curvatura de las facetas. Estos dos efectos son contrapuestos, encontrándose un valor de la distancia heliostato-torre para el cual ambos efectos se compensan. A esta distancia la llamamos “**distancia crítica**”. Para distancias inferiores a la crítica, el análisis teórico predice que las facetas esféricas resultan más adecuadas que las planas, puesto que el aumento de potencia debido a la concentración es mayor que la pérdida ocasionada por la dispersión generada por el astigmatismo. Para distancias mayores a la crítica, el efecto es el contrario.

El análisis de un sistema como el presentado nos indica la conveniencia, en cualquier situación, de utilizar una configuración de heliostatos con facetas esféricas si las dimensiones del campo solar son reducidas, puesto que la distancia crítica se detecta para las últimas filas, pudiendo incluso en algunas plantas de reducidas dimensiones, no alcanzarse nunca, pero plantea la duda de cómo diseñar el campo cuando las dimensiones son mayores, especialmente cuando la distancia heliostato-torre supera la llamada distancia crítica. En este tipo de situaciones se hace imprescindible llevar a cabo un análisis económico sobre la conveniencia de sustituir las facetas esféricas por las planas, sea de modo total o simplemente de forma parcial cuando los efectos de la dispersión astigmática sean mayores que los de concentración cuando se usan facetas esféricas.

Capítulo 7. Análisis económico

7.1. Introducción

En el presente capítulo se va a llevar a cabo un cálculo de la energía eléctrica total generada a lo largo del año por el campo de heliostatos PS10, tanto con heliostatos de facetas esféricas como con heliostatos de facetas planas. Mediante la evaluación de los ingresos obtenidos por la venta de dicha electricidad, y la comparación con el ahorro de inversión al sustituir heliostatos de facetas esféricas por heliostatos de facetas planas, se podrá evaluar la conveniencia de tomar dicha medida. El caso del campo Eureka no será económicamente analizado puesto que al tratarse de una planta piloto de I+D, no está permitida la venta de energía eléctrica a red, no disponiendo por tanto de mucho de los datos necesarios para dicho cálculo.

7.2. Cálculo de la energía eléctrica anual

Para el cálculo de la energía eléctrica se toma como dato el valor de la potencia térmica total anual calculado en el capítulo anterior. A dicha potencia debe aplicársele los siguientes porcentajes:

- Rendimiento del receptor: porcentaje de energía que alcanza la turbina una vez descontadas las pérdidas térmicas por radiación y convección que se producen en el receptor
- Rendimiento del ciclo: porcentaje de trabajo proporcionado por el ciclo en relación al calor aportado
- Eficiencia de operación: porcentaje de tiempo que se encuentra la planta en operación una vez descontados los días de mantenimiento, paradas, etc.

Tabla 7.1 Rendimiento del receptor y turbina, y eficiencia de operación en planta PS10

PS10 (%)		
Rendimiento receptor	Rendimiento del ciclo	Eficiencia de operación
90	26.5	93

Por lo tanto la energía eléctrica anual de cada uno de los casos analizados sería:

Tabla 7.2 Energía eléctrica anual de la planta PS10 para campos de heliostatos con facetas esféricas y planas

PS10	(MWh)
E total anual facetas esféricas	23 830
E total anual facetas planas	23 480

7.3. Ingresos obtenidos por la venta de electricidad

Para el cálculo de la retribución por venta de la electricidad a red de una planta solar termoeléctrica de torre se utiliza el siguiente procedimiento:

- Consulta del Real Decreto 413/2014 [21] según el cual se clasifican las centrales generadoras de energía por clases y categorías, estando la PS10 clasificada dentro del grupo b.1 que corresponde a instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Dicho grupo se divide en dos subgrupos, perteneciendo la planta PS10 al subgrupo b.1.2, instalaciones que únicamente utilicen procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad.
- Consulta de la Orden Ministerial 1045/2014 [22], que clasifica las instalaciones por el tipo de proceso. En esta Orden podemos ver que la planta PS10 corresponde a un código de instalación tipo IT-00612, al tratarse de una torre de vapor saturado sin almacenamiento, o con almacenamiento no superior a 2 horas (subtipo de tecnología TOV), cuyo año de explotación definitiva comienza en 2006.

- Para el cálculo de la retribución por la venta de la electricidad debe considerarse los siguientes parámetros:

Tabla 7.3 Parámetros retributivos para la planta PS10

Vida Útil Regulatoria (años)	Retribución a la Inversión R_i 2013 (€/MW)	Retribución a la Operación R_o 2013 (€/MWh)	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de R_o 2013 (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo N_h 2013 (h)	Umbral de funcionamiento U_f 2013 (h)
25	259.647	60.436	876	224	131

La retribución en euros será calculada a partir del precio medio mensual de la electricidad en la subasta o “pool”, el parámetro de retribución a la inversión R_i y el parámetro de retribución a la operación R_o .

Los datos del precio medio mensual en la subasta son obtenidos a partir de la página de OMEL (operador del mercado) [23], tomando como referencia el año 2013, año para el cual también contamos con los parámetros retributivos de R_i y R_o .

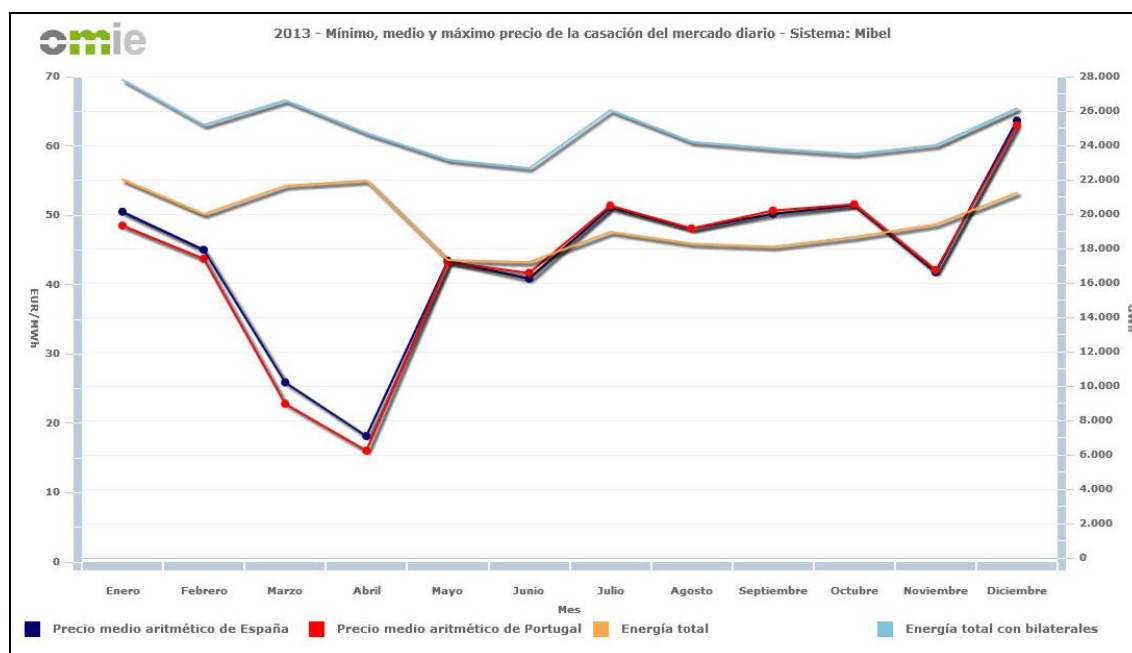


Figura 7.1 Precio mínimo, máximo y medio de la casación del mercado diario

<http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>

Hay que tener además en consideración que si la planta no alcanza las horas indicadas como umbral de funcionamiento ésta solo recibe como retribución el precio del mercado.

Las horas de operación establecidas para PS10 en este estudio son 2135 horas anuales, por lo que en nuestro caso de estudio, PS10 supera las 131 horas establecidas para su categoría como umbral, debido a lo cual, además del precio del mercado, recibe un complemento por potencia instalada y, además al superar las horas equivalentes de funcionamiento mínimo de operación, 224 horas, recibe también un complemento por operación. Ahora bien, al superar las horas de funcionamiento máximo para el complemento de operación solo se recibiría dicho complemento para la energía producida durante las 876 horas marcadas como máximas.

A continuación se presenta el cálculo de la retribución que se recibiría para el año 2013; dicha retribución será tomada como referencia para los 25 años de operación de la planta. La retribución se calcula tanto para el campo PS10 con heliostatos de facetas esféricas, como para heliostatos de facetas planas.

La energía total anual para el caso del campo con facetas esféricas es de 23480 MWh según lo calculado en capítulos anteriores. En la tabla que a continuación presentamos, y para el cálculo del coste recibido por el mercado, se divide la energía anual entre los doce meses del año, y a continuación se multiplica por el precio del mercado en cada uno de sus meses (Precio pool), obteniendo así el ingreso por venta a mercado de manera mensual.

$$\text{Ingreso por venta mercado}_{\text{mensual}} (\text{€}) = (\text{Energía total anual} / 12) * \text{Precio}_{\text{pool}} \quad (7.1)$$

Para el cálculo de la retribución a la inversión, se multiplica el coeficiente de R_i facilitado en la Tabla 7.3, por la potencia instalada, en este caso $P_i = 11$ MW que son los correspondientes a la planta de PS10, y se divide entre 12 para obtener el valor mensual.

$$R_{i \text{ mensual}} (\text{€}) = R_i (\text{€/MW}) P_i (\text{MW}) / 12 \quad (7.2)$$

En el caso de la retribución por operación R_o , hay que tener en cuenta, que dicha retribución se aplica únicamente hasta un máximo de 876 horas según la Tabla 7.3, por lo tanto, para su cálculo, hay que tener en consideración el número de horas de generación de cada mes.

Las horas de generación mensuales son calculadas dividiendo la energía anual total calculada entre la potencia instalada y el número de meses:

$$\text{Horas producidas mensuales} = E_{\text{anual total}} / (12 P_i) \quad (7.3)$$

Podemos por tanto observar que, a partir del quinto mes, se superarían las horas de operación máximas, por lo que sólo se cobraría en los primeros cuatro meses por la energía que supone las horas operadas en dicho mes, y en el quinto mes por las horas operadas hasta cumplir las máximas permitidas.

$$R_{o \text{ Enero-Abril}} (\text{€}) = R_o (\text{€/MW}) * (N_{\text{horas mes}} / N_{\text{horas total}}) * E_{\text{total anual}} \quad (7.4)$$

$$R_{o \text{ Mayo}} (\text{€}) = R_o (\text{€/MW}) * (Uf - N_{\text{horas Enero-Abril}} / N_{\text{horas total}}) * E_{\text{total anual}} \quad (7.5)$$

$$R_{o \text{ resto meses}} (\text{€}) = 0 \quad (7.6)$$

La suma de los ingresos en euros por venta al mercado de las cantidades correspondientes a la retribución por inversión, R_i , y por operación, R_o , para cada mes del año, nos da la retribución total por la energía generada.

$$\begin{aligned} \text{Ingresos totales} = \sum \text{Ingreso por venta mercado}_{\text{mensual}} + R_{i \text{ mensual}} \\ + R_{o \text{ mensual}} \end{aligned} \quad (7.7)$$

En la tabla que se muestra a continuación se pueden ver los valores correspondientes a estas cantidades para un año determinado.

Tabla 7.4 Tabla de retribución para PS10 con campo de heliostatos con facetas esféricas

	Año	Mes	HORAS producidas (kWh/kW)	Energía (MWh)	MERCADO		RETRIBUCIÓN (con 100% cobertura)			INGRESOS TOTALES COBRADOS EN 2013 (€)
					PRECIO POOL (€)	INGRESO POR VENTA MERCADO (€)	Ri (€)	Ro (€)	Ri+Ro (€)	
IET/1045/2014	2013	1	180.53	1 986	50.50	100 284.58	238.01	120 016	120 254	220 538
	2013	2	180.53	1 986	45.04	89 441.93	238.01	120 016	120 254	209 696
	2013	3	180.53	1 986	25.92	51 472.80	238.01	120 016	120 254	171 727
	2013	4	180.53	1 986	18.17	36 082.59	238.01	120 016	120 254	156 336
	2013	5	180.53	1 986	43.45	86 284.46	238.01	102 298	102 536	188 820
	2013	6	180.53	1 986	40.87	81 161.01	238.01	0	238.01	81 399
	2013	7	180.53	1 986	51.16	101 595.23	238.01	0	238.01	101 833
	2013	8	180.53	1 986	48.09	95 498.73	238.01	0	238.01	95 737
	2013	9	180.53	1 986	50.20	99 688.83	238.01	0	238.01	99 927
	2013	10	180.53	1 986	51.49	102 250.56	238.01	0	238.01	102 489
	2013	11	180.53	1 986	41.81	83 027.69	238.01	0	238.01	83 266
	2013	12	180.53	1 986	63.64	126 378.43	238.01	0	238.01	126 616
	TOTAL		2 166	23 830	44.20	1053167	2 856	582 361	585 217.41	1 638 384

Si realizamos el mismo cálculo para el caso de heliostatos con facetas planas, en las que se ha mantenido constante el número de horas de generación en la planta, con objeto de poder comparar ambas situaciones, tenemos:

Tabla 7.5 Tabla de retribución para PS10 con campo de heliostatos con facetas planas

	Año	Mes	HORAS producidas (kWh/kW)	Energía (MWh)	MERCADO		RETRIBUCIÓN (con 100% cobertura)			INGRESOS TOTALES COBRADOS EN 2013 (€)
					PRECIO POOL (€)	INGRESO POR VENTA MERCADO (€)	Ri (€)	Ro (€)	Ri+Ro (€)	
IET/1045/2014	2013	1	180.53	1 957	50.50	98 811.67	238.01	118 253	118 491	217 303
	2013	2	180.53	1 957	45.04	88 128.27	238.01	118 253	118 491	206 619
	2013	3	180.53	1 957	25.92	50 716.80	238.01	118 253	118 491	169 208
	2013	4	180.53	1 957	18.17	35 552.63	238.01	118 253	118 491	154 044
	2013	5	180.53	1 957	43.45	85 017.17	238.01	100 796	101 034	186 051
	2013	6	180.53	1 957	40.87	79 968.97	238.01	0	238.01	80 207
	2013	7	180.53	1 957	51.16	100 103.07	238.01	0	238.01	100 341
	2013	8	180.53	1 957	48.09	94 096.10	238.01	0	238.01	94 334
	2013	9	180.53	1 957	50.20	98 224.67	238.01	0	238.01	98 463
	2013	10	180.53	1 957	51.49	100 748.77	238.01	0	238.01	100 987
	2013	11	180.53	1 957	41.81	81 808.23	238.01	0	238.01	82 046
	2013	12	180.53	1 957	63.64	124 522.27	238.01	0	238.01	124 760
	TOTAL		2 166	23 480	44.20	1037699	2 856	573 808	576 664.06	1 614 363

Un análisis comparativo entre ambas tablas nos indica que, al sustituir la facetas esféricas de los heliostatos del campo PS10 por facetas planas estaríamos pasando de obtener unos ingresos de 1,64 M€ anuales a 1,62 M€ anuales, es decir, una reducción anual de 0.02 M€, o lo que es lo mismo, del 1,47 % anual, que corresponde efectivamente al mismo porcentaje de reducción que se producía en la potencia total térmica calculada en el capítulo anterior. Un análisis más detallado, que se muestra más adelante, nos indicará el impacto económico que esto supone en los 25 años de vida de la planta.

7.4. Cálculo de la inversión realizada en la planta

Seguidamente, procedemos a calcular la inversión realizada en el campo de heliostatos, tanto para facetas esféricas como para facetas planas.

Para ello hay que tener en cuenta, en primer lugar, la reducción en coste que supone pasar de una faceta esférica a una faceta plana. Teniendo en cuenta que dicho paso representa una reducción en el coste de la faceta del 27%, vamos a calcular cómo influye dicha reducción tanto en el coste del heliostato como en el total del campo y, por tanto, de la planta.

Suponiendo un coste por heliostato convencional, con faceta esférica, al que llamaremos coste teórico, de 165 \$, alrededor de 150 €/m², y considerando que el coste de la faceta supone un 33% del coste de dicho heliostato [24], se puede calcular fácilmente el coste teórico de la faceta esférica. Para obtener el coste de la faceta plana aplicamos la reducción del 27%¹² sobre dicho precio.

Finalmente, el coste teórico del heliostato con faceta plana se calcula asumiendo de nuevo que la faceta plana supone el 33% del coste del heliostato, al igual que en el caso de heliostatos con facetas esféricas.

¹² Nota: Dato obtenido a partir del coste real de la faceta instalada en PS10 y el coste real de la faceta del tipo descrito en la referencia [25] en su modalidad plana (ver figura 1 de dicho documento).

Tabla 7.6 Tabla costes teóricos heliostatos con facetas planas y esféricas

Coste teórico del heliostato con facetas esféricas (€/m ²)	150
Coste teórico de la faceta esférica (€/m ²)	49.5
Coste teórico de la faceta plana (€/m ²)	36.1
Coste teórico del heliostato con facetas planas (€/m ²)	109.5

Puesto que la planta PS10 cuenta con 642 heliostatos y el coste del campo solar supone el 43% de la planta [26], procederemos a continuación a calcular un coste teórico tanto para el campo como para la planta solar termoeléctrica PS10 con heliostatos de facetas esféricas y planas.

Tabla 7.7 Tabla costes teóricos para el campo de heliostatos y la planta de PS10

Coste teórico del campo de heliostatos con facetas esféricas (€)	11 556 000
Coste teórico campo de heliostatos con facetas planas (€)	8 435 880
Coste teórico planta PS10 con facetas esféricas (€)	26 874 418
Coste teórico planta PS10 con facetas planas (€)	19 618 325

Por lo tanto, mientras que el coste de inversión para un campo con facetas esféricas supondría unos 11.5 M€, para el caso de facetas planas dicho coste sería tan sólo de 8.4 M€, lo que supone una reducción en la inversión del 27% coincidiendo efectivamente con el porcentaje de reducción de coste de la faceta.

7.5. Evaluación de los beneficios obtenidos en 25 años

A continuación, procederemos a realizar un análisis económico de la planta PS10 con los dos escenarios planteados, facetas esféricas, escenario 1, y planas, escenario 2.

Para el análisis económico vamos a considerar diferentes parámetros que se exponen a continuación.

- Vida útil de la planta: 25 años.
- Periodo de amortización: 24 años.
- Capital propio: 20% del coste de la planta.
- Capital financiado: 80% del coste de la planta.
- Intereses de financiación: 3%
- Comisión de apertura: 1.5%
- Inflación: 0.3%
- Coste de capital o tasa mínima de rentabilidad: 7%
- Impuestos: 30% del beneficio antes de impuestos.

Además se realizan las siguientes suposiciones:

- Costes directos de operación y mantenimiento para facetas esféricas: $1.3 \text{ €/m}^2 \cdot \text{año}$.
- Costes directos de operación y mantenimiento para facetas planas: $0.81 \text{ €/m}^2 \cdot \text{año}$.
- Costes directos de personal en planta para el campo de heliostatos de facetas esféricas: 25 hombres a coste de 30 000 euros al año cada uno.
- Costes directos de personal en planta para el campo de heliostatos facetas planas: 20 hombres a coste de 30 000 euros al año cada uno.
- Costes indirectos: 100 000 euros al año.

Con los datos anteriormente expuestos, se utiliza un modelo económico simplificado que vamos a explicar a continuación.

En primer lugar el modelo calcula los *beneficios antes de impuestos* obtenidos durante un período de 25 años. Para ello se considera que los *ingresos* correspondientes al primer año son los calculados anteriormente en este capítulo, incrementando cada año dichos ingresos en un porcentaje del 0.3% respecto al año anterior como resultado de aplicar el coeficiente de inflación.

En segundo lugar vamos a calcular los *costes financieros*, que se dividen en dos tipos de costes, *costes de apertura* y *costes por intereses de la deuda*. Los costes de apertura se producen únicamente el primer año, y representan el 1.5% del capital financiado, que en nuestro caso es el 80% del coste total de la planta.

Los costes financieros se producen en nuestro modelo a partir del segundo año, y son los intereses que se deben pagar sobre la *deuda pendiente*, por lo tanto, el segundo año de vida de la planta, devengará intereses sobre la totalidad de la deuda; sin embargo, a partir del tercer año sólo se pagarán intereses sobre la deuda pendiente, que se define como el *capital financiado menos la deuda amortizada*, y así sucesivamente hasta el año 25, fin del período de estudio

Para este modelo se ha considerado que se empieza a amortizar deuda en el segundo año, por lo que la amortización para cada año se calcula dividiendo el capital financiado entre 24 años.

En tercer lugar el modelo calcula los *costes directos e indirectos*.

Los *costes directos*, son la suma de los *costes de operación y mantenimiento* de la planta (O&M) para el primer año y los *costes de personal*, que se verán incrementados cada año en un porcentaje del 0.3% de inflación respecto al coste del año anterior.

Los costes de operación y mantenimiento incluyen desde la posible necesidad de sustitución de una faceta, hasta los costes de limpieza, entre otros. En el caso de campos de heliostatos con facetas planas vemos que dichos costes

son bastante inferiores al caso de heliostatos con facetas esféricas, esto se debe en gran medida a que los costes de sustituir una faceta plana son mucho menores que los de sustituir una faceta esférica, la cual requiere ser curvada adecuadamente antes de su sustitución, recordamos que la curvatura de la faceta depende además de la distancia del heliostato a la torre por lo que no sirve cualquier faceta esférica para cualquier heliostato.

Para el caso de un campo de heliostatos con facetas esféricas se ha considerado, como hemos indicado anteriormente. un coste de operación y mantenimiento de $1.3 \text{ €/m}^2 \cdot \text{año}$, mientras que para el caso de un campo de heliostatos con facetas planas, se ha considerado un coste de operación y mantenimiento de $0.83 \text{ €/m}^2 \cdot \text{año}$.

Por otro lado, en lo que se refiere a los gastos de personal, para un campo de heliostatos de facetas esféricas se ha considerado que el personal vinculado a la operación y mantenimiento de ésta es menor que para el caso de facetas planas, prescindiendo de 5 operarios para el último caso.

Para los *costes indirectos* se ha supuesto un importe de unos 100 000 euros anuales que se ven incrementados cada año por la inflación.

El beneficio antes de impuestos obtenido cada año corresponderá a la diferencia entre ingresos y costes, entendidos como gastos para el primer año, *el capital propio invertido, los costes financieros, los costes directos y los costes indirectos*, y para el resto de los años, únicamente los tres últimos.

El beneficio después de impuestos, se obtiene tras descontar al beneficio antes de impuestos, el 30% de éste, teniendo en cuenta que en los años en los que el beneficio es negativo nos encontramos exentos del pago de impuestos.

A continuación, se incluyen las tablas que reflejan los resultados obtenidos aplicando el anterior modelo, tanto para un campo con facetas esféricas como para uno con facetas planas.

Tabla 7.8 Capital propio y financiado planta PS10 con campo de heliostatos de facetas esféricas

Capital propio planta PS10 con campo de heliostatos facetas esféricas (€)	5 374 884
Capital financiado planta PS10 con campo de heliostatos facetas esféricas (€)	21 499 535

Tabla 7.9 Capital propio y financiado planta PS10 con campo de heliostatos de facetas planas

Capital propio planta PS10 con campo de heliostatos facetas planas (€)	3 923 665
Capital financiado planta PS10 con campo de heliostatos facetas planas (€)	15 694 660

En la Tabla 7.10 se muestran los resultados para un campo de heliostatos con facetas esféricas.

Tabla 7.10 (I) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas esféricas

Año	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Inversión	26 874 419 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Deuda amortizada	0 €	895 814 €	895 814 €	895 814 €	895 814 €
Deuda pendiente	0 €	21 499 535 €	20 603 721 €	19 707 907 €	18 812 093 €
Costes de apertura	322 493 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Costes por intereses de la deuda	0 €	644 986 €	618 112 €	591 237 €	564 363 €
Costes financieros totales	322 493 €	644 986 €	618 112 €	591 237 €	564 363 €
Operación y mantenimiento	100 152 €	130 198 €	169 257 €	220 034 €	286 044 €
Costes de personal	750 000 €	975 000 €	1 267 500 €	1 647 750 €	2 142 075 €
Costes directos	850 152 €	1 105 198 €	1 436 757 €	1 867 784 €	2 428 119 €
Costes indirectos	100 000 €	100 000 €	100 001 €	100 001 €	100 001 €
Ingresos campo heliostatos	1 638 384 €	2 129 900 €	2 768 869 €	3 599 530 €	4 679 389 €
Bº antes de impuestos	-4 909 144 €	509 913 €	883 258 €	1 360 543 €	1 972 952 €
Impuestos	0 €	152 974 €	264 977 €	408 163 €	591 885 €
Bº después de impuestos	-4 909 144 €	356 939 €	618 280 €	952 380 €	1 381 066 €

Tabla 7.10 (II) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas esféricas

Año	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Inversión	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Deuda amortizada	895 814 €	895 814 €	895 814 €	895 814 €	895 814 €
Deuda pendiente	17 916 279 €	17 020 465 €	16 124 651 €	15 228 837 €	14 333 023 €
Costes de apertura	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Costes por intereses de la deuda	537 488 €	510 614 €	483 740 €	456 865 €	429 991 €
Costes financieros totales	537 488 €	510 614 €	483 740 €	456 865 €	429 991 €
Operación y mantenimiento	371 857 €	483 415 €	628 439 €	816 971 €	1 062 062 €
Costes de personal	2 784 698 €	3 620 107 €	4 706 139 €	6 117 980 €	7 953 375 €
Costes directos	3 156 555 €	4 103 521 €	5 334 578 €	6 934 951 €	9 015 436 €
Costes indirectos	100 002 €	100 002 €	100 002 €	100 002 €	100 003 €
Ingresos campo heliostatos	6 083 206 €	7 908 168 €	10 280 618 €	13 364 804 €	17 374 245 €
B° antes de impuestos	2 761 020 €	3 777 447 €	5 090 740 €	6 789 958 €	8 990 880 €
Impuestos	828 306 €	1 133 234 €	1 527 222 €	2 036 987 €	2 697 264 €
B° después de impuestos	1 932 714 €	2 644 213 €	3 563 518 €	4 752 971 €	6 293 616 €

Tabla 7.10 (III) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas esféricas

Año	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Inversión	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Deuda amortizada	895 814 €	895 814 €	895 814 €	895 814 €	895 814 €
Deuda pendiente	13 437 209 €	12 541 395 €	11 645 581 €	10 749 767 €	9 853 953 €
Costes de apertura	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Costes por intereses de la deuda	403 116 €	376 242 €	349 367 €	322 493 €	295 619 €
Costes financieros totales	403 116 €	376 242 €	349 367 €	322 493 €	295 619 €
Operación y mantenimiento	1 380 680 €	1 794 884 €	2 333 350 €	3 033 355 €	3 943 361 €
Costes de personal	10 339 387 €	13 441 203 €	17 473 564 €	22 715 633 €	29 530 323 €
Costes directos	11 720 067 €	15 236 087 €	19 806 914 €	25 748 988 €	33 473 684 €
Costes indirectos	100 003 €	100 003 €	100 004 €	100 004 €	100 004 €
Ingresos campo heliostatos	22 586 518 €	29 362 474 €	38 171 216 €	49 622 581 €	64 509 355 €
B° antes de impuestos	11 844 015 €	15 545 029 €	20 348 285 €	26 584 455 €	35 030 020 €
Impuestos	3 553 205 €	4 663 509 €	6 104 485 €	7 975 336 €	10 293 675 €
B° después de impuestos	8 290 811 €	10 881 520 €	14 243 799 €	18 609 118 €	24 736 345 €

Tabla 7.10 (IV) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas esféricas

Año	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Inversión	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Deuda amortizada	895 814 €	895 814 €	895 814 €	895 814 €	895 814 €
Deuda pendiente	8 958 140 €	8 062 326 €	7 166 512 €	6 270 698 €	5 374 884 €
Costes de apertura	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Costes por intereses de la deuda	268 744 €	241 870 €	214 995 €	188 121 €	161 247 €
Costes financieros totales	8 958 140 €	8 062 326 €	7 166 512 €	6 270 698 €	5 374 884 €
Operación y mantenimiento	5 126 370 €	6 664 280 €	8 663 565 €	11 262 634 €	14 641 424 €
Costes de personal	38 389 420 €	49 906 246 €	64 878 119 €	84 341 555 €	109 644 022 €
Costes directos	43 515 789 €	56 570 526 €	73 541 684 €	95 604 189 €	124 285 446 €
Costes indirectos	100 005 €	100 005 €	100 005 €	100 005 €	100 006 €
Ingresos campo heliostatos	83 862 162 €	109 020 810 €	141 727 053 €	184 245 169 €	239 518 720 €
B° antes de impuestos	36 514 602 €	51 052 239 €	69 682 422 €	93 632 916 €	124 499 814 €
Impuestos	10 954 381 €	15 315 672 €	20 904 727 €	28 089 875 €	37 349 944 €
B° después de impuestos	25 560 222 €	35 736 567 €	48 777 695 €	65 543 041 €	87 149 870 €

Tabla 7.10 (V) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas esféricas

Año	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Inversión	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Deuda amortizada	895 814 €	895 814 €	895 814 €	895 814 €	895 814 €
Deuda pendiente	4 479 070 €	3 583 256 €	2 687 442 €	1 791 628 €	895 814 €
Costes de apertura	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Costes por intereses de la deuda	134 372 €	107 498 €	80 623 €	53 749 €	26 874 €
Costes financieros totales	4 479 070 €	3 583 256 €	2 687 442 €	1 791 628 €	895 814 €
Operación y mantenimiento	19 033 851 €	24 744 007 €	32 167 209 €	41 817 371 €	54 362 583 €
Costes de personal	142 537 228 €	185 298 397 €	240 887 916 €	313 154 291 €	407 100 578 €
Costes directos	161 571 080 €	210 042 404 €	273 055 125 €	354 971 662 €	461 463 161 €
Costes indirectos	100 006 €	100 006 €	100 007 €	100 007 €	100 007 €
Ingresos campo heliostatos	311 374 336 €	404 786 636 €	526 222 627 €	684 089 415 €	889 316 240 €
B° antes de impuestos	164 358 038 €	215 904 984 €	282 647 270 €	369 143 497 €	481 319 848 €
Impuestos	49 307 411 €	64 771 495 €	84 794 181 €	110 743 049 €	144 395 955 €
B° después de impuestos	115 050 626 €	151 133 489 €	197 853 089 €	258 400 448 €	336 923 894 €

En la tabla 7.11 se muestran los resultados para un campo de heliostatos con facetas planas.

Tabla 7.11 (I) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas planas

Año	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Capital Financiado	15 694 660 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Amortización	0 €	653 944 €	653 944 €	653 944 €	653 944 €
Costes financieros	235 420 €	470 840 €	451 221 €	431 603 €	411 985 €
Costes operación y mto.	62 402 €	81 123 €	105 460 €	137 098 €	178 227 €
Costes de personal	600 000 €	780 000 €	1 014 000 €	1 318 200 €	1 713 660 €
Costes directos	662 402 €	861 123 €	1 119 460 €	1 455 298 €	1 891 887 €
Costes indirectos	100 000 €	100 000 €	100 001 €	100 001 €	100 001 €
Ingresos campo heliostatos	1 614 363 €	2 098 671 €	2 728 273 €	3 546 755 €	4 610 781 €
B° antes de impuestos	-3 207 125 €	112 764 €	503 647 €	1 005 909 €	1 652 965 €
Impuestos	0 €	33 829 €	151 094 €	301 773 €	495 889 €
B° después de impuestos	-3 207 125 €	78 935 €	352 553 €	704 137 €	1 157 075 €

Tabla 7.11 (II) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas planas

Año	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Capital Financiado	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Amortización	653 944 €	653 944 €	653 944 €	653 944 €	653 944 €
Costes financieros	392 367 €	372 748 €	353 130 €	333 512 €	313 893 €
Costes operación y mto.	231 696 €	301 204 €	391 566 €	509 036 €	661 746 €
Costes de personal	2 227 758 €	2 896 085 €	3 764 911 €	4 894 384 €	6 362 700 €
Costes directos	2 459 454 €	3 197 290 €	4 156 477 €	5 403 420 €	7 024 446 €
Costes indirectos	100 002 €	100 002 €	100 002 €	100 002 €	100 003 €
Ingresos campo heliostatos	5 994 016 €	7 792 220 €	10 129 886 €	13 168 852 €	17 119 508 €
B° antes de impuestos	2 488 251 €	3 568 238 €	4 966 335 €	6 777 977 €	9 127 225 €
Impuestos	746 475 €	1 070 471 €	1 489 901 €	2 033 393 €	2 738 167 €
B° después de impuestos	1 741 776 €	2 497 767 €	3 476 435 €	4 744 584 €	6 389 057 €

Tabla 7.11 (III) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas planas

Año	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15
Capital Financiado	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Amortización	653 944 €	653 944 €	653 944 €	653 944 €	653 944 €
Costes financieros	294 275 €	274 657 €	255 038 €	235 420 €	215 802 €
Costes operación y mto.	860 270 €	1 118 351 €	1 453 856 €	1 890 013 €	2 457 017 €
Costes de personal	8 271 510 €	10 752 962 €	13 978 851 €	18 172 506 €	23 624 258 €
Costes directos	9 131 780 €	11 871 313 €	15 432 708 €	20 062 520 €	26 081 276 €
Costes indirectos	100 003 €	100 003 €	100 004 €	100 004 €	100 004 €
Ingresos campo heliostatos	22 255 360 €	28 931 968 €	37 611 559 €	48 895 026 €	63 563 534 €
B° antes de impuestos	12 175 361 €	16 132 054 €	21 269 869 €	27 943 142 €	36 612 513 €
Impuestos	3 652 608 €	4 839 616 €	6 380 961 €	8 382 943 €	10 983 754 €
B° después de impuestos	8 522 753 €	11 292 438 €	14 888 908 €	19 560 200 €	25 628 759 €

Tabla 7.11 (IV) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas planas

Año	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Capital Financiado	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Amortización	653 944 €	653 944 €	653 944 €	653 944 €	653 944 €
Costes financieros	196 183 €	176 565 €	156 947 €	137 328 €	117 710 €
Costes operación y mto.	3 194 123 €	4 152 359 €	5 398 067 €	7 017 487 €	9 122 733 €
Costes de personal	30 711 536 €	39 924 997 €	51 902 496 €	67 473 244 €	87 715 217 €
Costes directos	33 905 658 €	44 077 356 €	57 300 563 €	74 490 731 €	96 837 951 €
Costes indirectos	100 005 €	100 005 €	100 005 €	100 005 €	100 006 €
Ingresos campo heliostatos	82 632 594 €	107 422 373 €	139 649 084 €	181 543 810 €	236 006 953 €
B° antes de impuestos	47 876 808 €	62 514 508 €	81 537 631 €	106 261 806 €	138 397 348 €
Impuestos	14 363 043 €	18 754 352 €	24 461 289 €	31 878 542 €	41 519 204 €
B° después de impuestos	33 513 766 €	43 760 155 €	57 076 342 €	74 383 264 €	96 878 143 €

Tabla 7.11 (V) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas planas

Año	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25
Capital Financiado	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €
Amortización	653 944 €	653 944 €	653 944 €	653 944 €	653 944 €
Costes financieros	98 092 €	78 473 €	58 855 €	39 237 €	19 618 €
Costes operación y mto.	11 859 554 €	15 417 420 €	20 042 645 €	26 055 439 €	33 872 071 €
Costes de personal	114 029 783 €	148 238 717 €	192 710 333 €	250 523 432 €	325 680 462 €
Costes directos	125 889 336 €	163 656 137 €	212 752 978 €	276 578 872 €	359 552 533 €
Costes indirectos	100 006 €	100 006 €	100 007 €	100 007 €	100 007 €
Ingresos campo heliostatos	306 809 038 €	398 851 750 €	518 507 275 €	674 059 457 €	876 277 294 €
B° antes de impuestos	180 167 666 €	234 463 195 €	305 041 497 €	396 787 405 €	516 051 199 €
Impuestos	54 050 300 €	70 338 959 €	91 512 449 €	119 036 221 €	154 815 360 €
B° después de impuestos	126 117 366 €	164 124 237 €	213 529 048 €	277 751 183 €	361 235 839 €

El siguiente paso es calcular el valor del VAN (Valor Actual Neto) y del TIR (Tasa Interna de Retorno) para los dos escenarios.

El VAN nos permitirá conocer el valor presente de los flujos de caja futuros generados por nuestra inversión, es decir, el VAN es el valor actualizado de todos los rendimientos esperados. Nos da, por tanto, una idea de la rentabilidad total de la inversión, siendo dicha inversión aconsejable si $VAN > 0$. Entre dos proyectos, la elección preferible será el del VAN mayor.

Para el caso de nuestros dos escenarios, o proyectos, el VAN se ha calculado teniendo en cuenta un coste de capital, o tasa mínima de rentabilidad, del 7%. El VAN se expresa en la siguiente tabla.

Tabla 7.12 VAN para el caso de planta con campo de heliostatos con facetas esféricas y planas

VAN caso planta heliostatos facetas esféricas	328 709 112 €
VAN caso planta heliostatos facetas planas	362 963 468 €

Podemos, por tanto, observar que el VAN para el escenario o proyecto con campo de heliostatos con facetas planas es superior al del caso con facetas esféricas, siendo, por tanto, preferible este segundo escenario.

A continuación, se procede a calcular el TIR de ambos escenarios o proyectos.

El TIR es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, por lo que nos sirve como indicador del rendimiento de un proyecto, a mayor TIR mayor rentabilidad.

Tabla 7.13 TIR para el caso de planta con campo de heliostatos con facetas esféricas y planas

TIR caso planta heliostatos facetas esféricas	48%
TIR caso planta heliostatos facetas planas	53%

Se puede ver, claramente, que el valor del TIR es mayor para el escenario o proyecto con campo de heliostatos con facetas planas.

7.6. Conclusiones

Durante este capítulo se ha llevado a cabo un análisis económico de dos posibles escenarios o proyectos: una planta, PS10, con campo de heliostatos con facetas esféricas, y con facetas planas.

La finalidad del análisis consistía en estudiar si la reducción en un 1.48% en potencia térmica total anual, calculada en capítulos anteriores, y que se producía al pasar de un campo de heliostatos con facetas esféricas a facetas planas, era “rentable” suponiendo 25 años de vida de una planta.

Para ello se ha calculado la energía eléctrica generada por ambas plantas, y los ingresos que esta energía supone, teniendo en consideración la legislación de retribución actual en España por la venta de la energía eléctrica.

Los parámetros financieros y suposiciones empleadas para el cálculo de este estudio corresponden a los valores de modelos reales empleados en el año 2015 para España.

Como resultado del estudio se han obtenido dos medidas de rentabilidad, el VAN y el TIR.

A la luz de los resultados se concluye que en ambos proyectos o escenarios se obtiene un VAN positivo siendo por tanto aconsejable la inversión en ambos proyectos.

Se observa además que dicho **VAN es superior para el caso de la planta con heliostatos con facetas planas**, por lo que entre ambos proyectos, se considera preferible este escenario.

Por otra parte, el **TIR obtenido con campo de heliostatos con facetas planas, es también superior** al del caso de facetas esféricas, por lo que este escenario o proyecto se considera más rentable.

Ahora bien, siendo dichos parámetros financieros extremadamente volátiles y dependientes del mercado, el tipo de retribuciones asociados a las diferentes leyes sobre energía vigentes en cada geografía, y las suposiciones realizadas modificables dependiendo del proyecto, es recomendable que para otros escenarios, por ejemplo plantas de mayores potencias ubicadas en un país diferente a España, vuelva a realizarse el análisis aquí llevado a cabo, con las particularidades específicas de cada proyecto.

Capítulo 8. Análisis final de resultados

Durante el trabajo aquí realizado se ha estudiado el comportamiento de dos escenarios distintos para campos solares de plantas termoeléctricas de torre. El primer escenario corresponde a heliostatos con facetas esféricas, y el segundo a heliostatos con facetas planas. En ambos casos se considera que los heliostatos se encuentran canteados esféricamente, es decir, que las facetas que lo componen se encuentran orientadas de tal manera que la superficie total trata de acercarse a una superficie esférica.

El estudio ha sido realizado para dos plantas reales, PS10 y Eureka, analizándose el comportamiento de tres parámetros de especial relevancia en el diseño de dichas plantas, potencia total, densidad de potencia pico, y factor de desbordamiento, siendo los efectos de aberración astigmática para facetas esféricas los principales responsables de este último parámetro, provocando un incremento considerable del tamaño de la imagen del Sol lo que hace que algunos de los rayos reflejados no alcancen la superficie del receptor. Este efecto de desbordamiento por aberración astigmática depende del tamaño del heliostato, que se ha mantenido constante a lo largo de todo el estudio, de la distancia del heliostato a la torre, y del efecto coseno provocado por el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la superficie del heliostato.

Para la obtención de los valores de los parámetros objeto de estudio, se ha desarrollado un programa de modelización basado en un software ya existente en Matlab, con el fin de poder realizar las simulaciones del mapa de flujo que genera el campo de heliostatos sobre el receptor.

Se ha llevado a cabo un detallado análisis para optimizar el tipo de mallado del heliostato, de manera que el número de elementos fuera lo suficientemente pequeño como para poder llevar a cabo las simulaciones en tiempo razonable, y al mismo tiempo lo suficientemente grande como para representar la geometría del facetado. Tras un concienzudo estudio de diferentes mallados, se ha concluido que el valor óptimo corresponde al mallado 4x7x2x2, por lo que las distintas simulaciones se han llevado a cabo con heliostatos de 28 facetas,

habiendo dividido cada faceta en cuatro secciones, con un punto de incidencia por sección, de manera que tenemos un conjunto de 112 puntos por heliostato.

Las primeras simulaciones realizadas han ido encaminadas a observar la forma de la mancha solar generada con un heliostato tipo del campo PS10, con facetas esféricas y planas, sobre un plano definido en lo alto de la torre al que denominamos plano diana. Se estudia para el instante correspondiente al día juliano 81 a las 10 y 12 horas solares. Se ha observado que, para el caso del heliostato con facetas planas tanto a las 10 como a las 12 horas solares, la mancha se ve más alargada y achatada, especialmente por arriba y por abajo, lo que provoca un aumento del área de dicha mancha.

El análisis de los resultados de los tres parámetros de referencia para el campo PS10, nos han permitido establecer las siguientes conclusiones:

La densidad de potencia pico se reduce considerablemente en relación a un heliostato de facetas esféricas, hasta un 43% menos para las 12 horas y hasta casi un 50% a las 10 horas debido al aumento de la mancha solar. En este caso concreto, al haber empleado un plano suficientemente grande, éste recoge casi la totalidad de la irradiación solar reflejada por ambos heliostatos, siendo el desbordamiento muy pequeño para ambos heliostatos y la potencia media la misma.

Se ha observado que, para este día, la disminución de la densidad de potencia pico es más acusada a las 10 que a las 12 horas, 3.55% frente a 2.57%, pero siempre menor para facetas planas que esféricas lo que se debe a la falta de efecto de concentración de las facetas planas. Esto supone una ventaja a la hora de diseñar el receptor, puesto que para éste son deseables valores de densidad de potencia pico lo más bajos posibles, con el fin de que la variación de flujo térmico sea lo menor posible, de manera que los materiales no sufran puntos calientes, es decir zonas del receptor con gran estrés térmico debido a que el incremento de la temperatura es muy elevado con respecto a las zonas contiguas, por las diferencias locales de densidad de flujo.

El análisis de las diferentes filas del campo de heliostatos nos muestra que para la primera fila el comportamiento es diferente a lo esperado en relación a

la densidad de potencia pico ya que tanto a las 10 como a las 12 horas aumenta ligeramente con el uso de facetas planas. Esta anomalía se explica debido al acusado factor de forma que experimenta la primera fila, la cual ve al receptor con un ángulo muy pronunciado, provocando que gran parte de la irradiación reflejada por los heliostatos caiga fuera del receptor (Ver Anexo A).

Como hemos comentado, la densidad de potencia pico, para la primera fila del campo, es mayor usando facetas planas, y tanto mayor cuanto más cerca estamos del mediodía solar, encontrándose para el día juliano 74, un máximo a las 12 h, con un incremento del 16.5%, en tanto que a las 10 h, dicho aumento es tan sólo del 9.8%. El efecto es debido al achatamiento de la mancha, que provoca que la parte central caiga dentro del receptor, lo cual no sucede en el caso de facetas esféricas.

En relación a la densidad de potencia pico anual para la primera fila, es de reseñar que en el caso de heliostatos con facetas planas el valor es más elevado que para facetas esféricas dentro del intervalo entre las 10 y las 14 horas. Para el resto de las horas del día los valores de densidad de potencia pico máxima son prácticamente iguales. Este fenómeno se debe de nuevo al achatamiento de la mancha solar para facetas planas.

Para la fila intermedia, la densidad de potencia pico es menor en el intervalo de 10 h a 14 h, usando facetas planas, a causa de la falta de efecto de concentración en este tipo de elementos. Para el resto de las horas del día el promedio anual da como resultado valores prácticamente iguales tanto para heliostatos con facetas planas como esféricas. El motivo por el cual, fuera del intervalo central del día, 10 a 14 horas, no se aprecia el efecto de concentración de las facetas esféricas es porque para dichas horas del día la razón de concentración es pequeña al verse afectada la mancha solar por el efecto astigmático, que se incrementa con el efecto coseno, el cual es mayor a las horas extremas del día. La diferencia con respecto a las facetas planas se hace, por tanto, muy pequeña en dichas horas extremas.

Se ha comprobado, igualmente, que la distancia de los heliostatos a la torre influye también en la densidad de potencia pico, provocando que las facetas

planas que en la fila 1 daban lugar a valores de densidad de potencia pico superiores al caso de las facetas esféricas, pasen a tener en la fila intermedia un comportamiento contrario respecto a esta variable según nos alejamos de la torre, ya que desaparece el acusado factor de forma que sufría la fila 1.

En el caso de la última fila, la densidad de potencia pico es ligeramente inferior para el caso de heliostatos con facetas planas, si bien la diferencia es poco significativa, detectándose las principales diferencias en las horas centrales del día. Los valores anuales son muy similares para ambos casos, facetas planas y esféricas, si bien las facetas esféricas muestran valores ligeramente inferiores en el intervalo entre 13 y 14 horas.

Para todas las filas del campo los valores promedios de densidad de potencia pico anuales son superiores si se utilizan facetas esféricas, a excepción de la primera fila en que, como se ha comentado, el valor es superior para el caso de las facetas planas. El hecho de que se observe una mayor densidad de potencia pico cuando se emplean facetas esféricas es lógico, puesto que dichas facetas permiten un cierto grado de concentración que reduce la imagen especular, mancha solar, aumentando así la densidad de potencia pico. La anomalía mostrada por la primera fila se atribuye al acusado factor de forma y al achatamiento de la mancha para facetas planas como ya se ha explicado anteriormente.

En cuanto al factor de desbordamiento, los análisis muestran que las filas más próximas a la torre presentan un factor de desbordamiento muy superior al resto. Para el resto de filas el promedio anual es superior en el caso de facetas planas. Asimismo, a medida que nos alejamos de la torre el factor de desbordamiento, para ambas configuraciones, se va haciendo menor hasta llegar a una fila o distancia crítica a partir de la cual el factor de desbordamiento vuelve a aumentar. Dicha fila, para nuestro caso PS10, corresponde a la fila 24. Por otro lado, las dos filas imaginarias, 32 y 33, que se han simulado más allá del límite exterior del campo muestran un factor de desbordamiento incluso por encima de los valores de la fila 6, zona próxima a la torre, aunque en ningún caso llegando a alcanzar los valores de las filas 1 y 3.

El hecho de que el factor de desbordamiento muestre un comportamiento como el señalado se achaca a un fenómeno combinado entre el incremento del tamaño de la mancha solar a medida que nos alejamos de la torre, el factor de forma, más acusado cuanto más cerca se encuentra el heliostato de la torre, y el efecto de astigmatismo, que es mayor cuanto mayor es el efecto coseno y mayor la distancia a la torre. Estos efectos dan lugar a una variación en la función que reproduce el factor de desbordamiento que pasa por un mínimo, el cual, para nuestro campo PS10, corresponde a la fila 24. Se presupone, a partir de este análisis, que cualquier campo solar con la misma configuración que el estudiado, deberá mostrar un comportamiento análogo en lo relativo al factor de desbordamiento, si bien la fila para la que el mínimo se produzca variará de unos a otros en función del número de filas y la distancia de cada una de ellas a la torre.

Por otro lado, tanto para las filas de facetas planas como esféricas, el comportamiento horario del factor de desbordamiento es el mismo, disminuyendo su valor en las horas centrales del día y aumentando en los extremos, primeras horas de la mañana, en torno a las 8 horas y a últimas horas de la tarde, alrededor de las 16 horas. Asimismo, tanto para facetas planas como esféricas la diferencia del factor de desbordamiento entre las horas centrales del día y las extremas, 8 y 16 horas, es menos acusada a partir de la fila 13, mostrando una tendencia más suave.

El análisis anual del campo completo PS10 nos revela que los valores de densidad de potencia pico promedio anual son prácticamente idénticos, independientemente del tipo de facetas utilizadas, si bien en las primeras horas del día se detecta un menor valor para facetas planas. Asimismo, los valores de potencia total promedio anual son prácticamente idénticos, independientemente del tipo de facetas utilizadas.

En relación a la potencia total para un día juliano 81 a las 12 horas, se produce una pequeña disminución sobre diana, 1.13 %, al emplear facetas planas frente a esféricas. Esta diferencia se achaca a que, pese a que las facetas planas generan un mayor factor de desbordamiento, el efecto de achatamiento de la mancha solar hace que la zona de mayor densidad de potencia coincida con el

área del receptor, limitando así la diferencia debido a la dispersión de los rayos reflejados.

Asimismo, la tendencia nos muestra que, el día juliano 81 a mediodía solar, el uso de facetas esféricas da lugar a un incremento de la potencia sobre el receptor, si bien el incremento es poco significativo, apenas un 1.42%, en tanto que a medida que nos alejamos del mediodía, a las 10 horas, el incremento es prácticamente insignificante, 0.26%. Por tanto, desde el punto de vista de la potencia total en el receptor, la simulación muestra que, a mediodía solar, el uso de facetas esféricas apenas aporta ventajas frente a las planas.

Igualmente, para la primera fila del campo, la potencia total se mantiene invariable, independientemente del tipo de facetas utilizado, puesto que el acusado factor de forma se ve contrarrestado por el achatamiento de la mancha solar en el caso de las facetas planas.

En cuanto a los resultados obtenidos para promedios anuales, podemos observar que, para la primera fila, tanto la potencia como el factor de desbordamiento son independientes del tipo de facetas utilizado.

En relación a la potencia total en promedio anual, se puede comprobar que los valores de la fila intermedia, tanto con facetas esféricas como con facetas planas, son prácticamente los mismos. El hecho de que el valor de la potencia para la fila intermedia sea superior al correspondiente a la primera fila se debe, únicamente, al efecto del número de heliostatos que intervienen, mucho mayor en la fila 15.

Para las filas próximas a la torre, filas 1, 3, 6 y 10, se han observado ligeras diferencias de la potencia total promedio entre ambas configuraciones. Para el resto de filas los valores de potencia son muy similares, observándose un ligero incremento en el caso de facetas esféricas, aunque en todos los casos se presenta el mismo comportamiento de valores máximos a las horas centrales del día, siendo dicho comportamiento simétrico con respecto a las 12 horas.

Se ha podido observar que la generación de potencia total anual de la planta PS10 simulada, indica un incremento del 1.48% cuando se usan facetas esféricas.

Se ha comprobado, igualmente, que se genera un mayor factor de desbordamiento y una disminución de la densidad de potencia pico al emplear facetas planas frente a esféricas, debido fundamentalmente a que las primeras no tienen el efecto de concentración de las segundas.

En relación al factor de desbordamiento, el día juliano 81 se produce un aumento al emplear facetas planas, de 28.75% a las 12 h frente a 16.25% a las 10 h. Este efecto ha sido achacado a una doble causa, por un lado la falta de concentración de las facetas planas, y por otra la mayor influencia del astigmatismo sobre la imagen creada por las facetas esféricas a medida que nos alejamos del mediodía solar. Por ello, mientras que las facetas planas generan un factor de desbordamiento que se mantiene prácticamente constante, en el caso de las esféricas este factor aumenta cuando nos alejamos del mediodía solar.

En cuanto al factor de desbordamiento para la primera fila, no se aprecia diferencia entre facetas esféricas o planas, dado que para dichos valores de factor de forma, el efecto de astigmatismo que afecta a las superficies esféricas apenas tiene relevancia. La ligera diferencia existente el día juliano 72, 0.67% inferior en facetas planas, se achaca al achatamiento de la mancha, que permite la entrada en el receptor de más potencia. Por otro lado, se puede observar que, a las 12 horas, el factor de desbordamiento, al contrario que para las 10 horas, aumenta ligeramente con el uso de facetas planas, si bien este aumento es poco significativo (0.92%), lo que indica que para factores de visión como el que nos ocupa, a distancias tan “reducidas” de la torre, el uso de un tipo de facetas u otro no es relevante sobre el desbordamiento. En cualquier caso tanto para facetas planas como para esféricas, el desbordamiento es siempre mayor a las 10 horas que a las 12 horas debido al efecto coseno.

Por otro lado, para el caso de la fila intermedia, el factor de desbordamiento promedio anual para heliostatos con facetas planas muestra la misma

tendencia que para heliostatos con facetas esféricas, si bien el valor de dicho factor es superior al de las facetas esféricas a todas las horas del día, siendo las diferencias menores para las horas centrales del día. Los mayores valores de desbordamiento se observan en torno a las 8 y las 16 horas, en las que el efecto coseno es también más acusado, por encontrarse el Sol en posiciones de elevación más bajas que en las horas centrales del día. Este comportamiento dispar con relación a lo observado en el análisis de la primera fila es achacable al efecto de dispersión producido por la distancia entre el heliostato y la torre, ya que la distancia del heliostato a la torre influye en el factor desbordamiento provocado por el astigmatismo de las facetas esféricas. Es preciso destacar que el factor de desbordamiento para facetas planas es significativamente mayor para la fila intermedia que para la primera fila (70% frente a 50%).

El comportamiento del factor de desbordamiento a estas horas del día (8 y 16 h) se debe, fundamentalmente, al efecto del ángulo de incidencia del haz de irradiancia solar sobre el heliostato (efecto coseno). En efecto, cuando el ángulo de incidencia grande, efecto que es tanto más significativo cuanto más cerca del borde del heliostato incide el haz solar. A medida que el ángulo de incidencia disminuye (disminución del efecto coseno en horas centrales del día), el efecto de dispersión generado por los haces en el borde del heliostato se reduce, dado que los conos de haces reflejados se superponen en gran medida, reduciendo así el efecto de desbordamiento. Esto no sucede para grandes ángulos de incidencia donde el efecto de superposición es muy reducido para el caso de facetas esféricas, o casi nulo para facetas planas.

Los valores de desbordamiento promedio anual para la última fila, usando facetas planas, son mayores a todas las horas del día, si bien el comportamiento de ambos casos sigue la misma tendencia ya comentada anteriormente para las diferentes horas del día.

Los valores del factor de desbordamiento promedio anual para todo el campo PS10 con facetas planas, son superiores al de las esféricas, siendo esta diferencia más acusada para las horas centrales del día, debido a que las facetas esféricas cuentan con capacidad de concentración, aunque los

mayores valores del factor de desbordamiento aparecen a las 8 y 16 horas, por los motivos ya explicados anteriormente; sin embargo, la diferencia entre facetas planas y esféricas a esas horas es menor puesto que las facetas planas no sufren el efecto del astigmatismo.

Debido a que para filas cercanas a la torre se observaron comportamientos particulares, se decidió analizar el comportamiento de un campo solar de pequeñas dimensiones (Eureka), es decir, heliostatos más cercanos a la torre, y receptor de menor tamaño. El estudio del campo de Eureka corresponde a las filas 1, 3 y 6 (primera, intermedia y última).

En el estudio del campo Eureka los resultados de la densidad de potencia pico nos muestran que las facetas esféricas se comportan sensiblemente mejor en casi todas las filas, si bien, a partir de un cierto valor de la distancia a la torre, las facetas esféricas rinden peor que las planas.

Este comportamiento confirma el hecho de que la dispersión astigmática va aumentando su efecto con la distancia, superando a partir de una cierta distancia denominada distancia crítica al efecto de concentración, momento en el cual las facetas esféricas se comportan peor y, por tanto, proporcionan menos potencia y energía. Esta distancia crítica es la que marca el cambio de configuración en el heliostato en lo que se refiere a la geometría del reflector.

A tenor de lo visto, el comportamiento del sistema muestra una tendencia clara, el efecto de dispersión ocasionado por el astigmatismo de las facetas esféricas, que crece con la distancia heliostato-torre, se compensa parcial o totalmente con el efecto de concentración generado por la curvatura de las facetas. Estos dos efectos son contrapuestos, encontrándose una distancia crítica heliostato-torre para el cual ambos efectos se compensan. Para distancias inferiores a la crítica, el análisis teórico predice que las facetas esféricas resultan más adecuadas que las planas, puesto que el aumento de potencia debido a la concentración es mayor que la pérdida ocasionada por la dispersión generada por el astigmatismo. Para distancias mayores a la crítica, el efecto es el contrario.

Para la primera fila de Eureka, zona próxima, la densidad de potencia pico nos muestra que en el caso de heliostatos con facetas planas los valores son significativamente menores que para facetas esféricas, lo que está en consonancia con el hecho que estas últimas proporcionan una razón de concentración que incrementa el valor de dicha densidad de potencia. La diferencia, sin embargo con PS10, es que, en el caso del campo PS10, el mayor valor era alcanzado por la configuración de facetas planas, en lugar de las esféricas, lo que se explicaba debido al acusado factor de forma.

En el presente caso, al invertirse la tendencia hacia las facetas esféricas, cabe suponer que el efecto de concentración prevalece frente al efecto del astigmatismo, dispersión producida por las aberraciones ópticas de los reflectores; por otra parte, debido a la diferente configuración geométrica del campo Eureka, con dimensiones de campo mucho menores, receptor de menor tamaño y distancia de la fila 1 a la torre también sensiblemente inferior, los efectos del astigmatismo se ven minimizados, haciendo que prevalezca el efecto de concentración. A esto se une el hecho de que el factor de forma para la primera fila en Eureka es también menor que para PS10, puesto que si expresamos dicha distancia en función en la altura de la torre, podemos ver que $d_{\text{fila1Eureka}}=1.6 \text{ THT}_{\text{Eureka}}$, mientras que $d_{\text{fila1PS10}}=1.3 \text{ THT}_{\text{PS10}}$; por lo tanto no se produce un efecto de desbordamiento tan elevado como el que se generaba en el campo PS10 y que era el causante de que parte de la mancha de las facetas esféricas cayera fuera del receptor.

La configuración con facetas esféricas de la fila 3 de Eureka, zona intermedia, muestra una densidad de potencia pico mayor que para el caso de facetas planas, puesto que el efecto de concentración predomina sobre el de dispersión astigmática.

En relación a la densidad de potencia pico de la fila 6 de Eureka muestra una aparente anomalía, dado que, de acuerdo con los argumentos anteriormente mencionados, para las filas más alejadas de la torre, aquellas cuya distancia es superior a la crítica, el efecto de concentración de las facetas esféricas se ve superado por la dispersión astigmática que producen dichas facetas, lo que llevaría a una densidad de potencia menor para este tipo de configuración,

contrariamente a lo que se observa en esta fila, para la cual la densidad de potencia pico para las facetas esféricas es mayor que para las facetas planas.

El motivo de esta aparente anomalía es la particular configuración de la planta solar Eureka, con una última fila, la que se está analizando, con un número de heliostatos inferior al que correspondería a una configuración clásica. Esto provoca que haya una menor dispersión por ser el número de heliostatos más pequeño, lo que hace que el efecto de concentración sea, en estas condiciones, superior, por lo que la densidad de potencia pico es mayor en el caso de facetas esféricas. El hecho de que la configuración de la última fila sea tan particular se debe a que, al tratarse de una planta experimental, y no comercial, se ajustó al terreno disponible, lo que limitó el número de heliostatos que podían ubicarse al final del terreno en la posición más alejada de la torre.

Finalmente en el análisis de los parámetros de interés en promedio anual para todo el campo de heliostato de Eureka sobre el receptor, podemos concluir que los valores de densidad de potencia pico promedio anual son en Eureka mayores para facetas esféricas que para el caso de facetas planas.

Por otra parte, la potencia total generada por la primera fila del campo Eureka es mayor cuando la configuración corresponde a heliostatos con facetas esféricas, en coherencia con el efecto de concentración que éstas producen.

Hasta una cierta distancia de la torre, filas 1 a 3, la configuración de facetas esféricas muestra un mejor comportamiento, es decir, da lugar a una mayor potencia generada, en tanto que a partir de ahí, las potencias se igualan e incluso se invierte la tendencia, siendo mayor la potencia generada por heliostatos de facetas planas, como ocurre a partir de la fila 5.

Los valores de potencia total para los heliostatos de facetas esféricas de la fila 3 de Eureka son de nuevo, mayores que para el caso de heliostatos de facetas planas; sin embargo, la diferencia se ha visto reducida con respecto a la fila 1.

El incremento ha pasado de un 9.37% a las 12 horas para la fila 1 a un 11.11% a las 12 horas en la fila 3, este aumento en la diferencia se debe fundamentalmente a que los espejos planos no tienen la capacidad de

concentración que tienen los espejos esféricos, y a distancias pequeñas a la torre, aún se produce la prevalencia del efecto de concentración de las facetas esféricas sobre la dispersión causada por el astigmatismo, siendo por tanto mayor la potencia total para facetas esféricas que para facetas planas.

La potencia total de la fila 6, zona lejana de Eureka, es más elevada en el caso de heliostatos con facetas planas que para el caso de heliostatos con facetas esféricas. Esto es perfectamente concordante con el hecho apuntado que, mientras el efecto de concentración se mantiene prácticamente constante a lo largo de todo el campo, el efecto de dispersión provocado por el astigmatismo de los reflectores crece con la distancia, lo que hace que, a partir de una cierta distancia, este efecto prevalezca y la configuración de facetas planas dé lugar a una potencia mayor.

Los valores de potencia promedio para todo el campo de heliostatos de Eureka con facetas planas se encuentran por debajo de los correspondientes al caso de facetas esféricas, lo que nos indica que, en conjunto, la configuración de facetas esféricas es mejor desde el punto de vista de la generación global de potencia y energía.

Un sencillo cálculo nos muestra que el uso de facetas esféricas en Eureka da lugar a un incremento de la potencial total de la planta del 7.70 %. Esto supone un porcentaje mucho más elevado comparado con lo calculado en relación al campo de heliostatos PS10.

En relación al desbordamiento, para heliostatos de facetas planas, los valores del factor de desbordamiento de la primera fila de Eureka son bastante más elevados que para heliostatos de facetas esféricas.

El factor de desbordamiento para el caso de facetas planas de la fila 3 de Eureka es superior al de facetas esféricas, lo que es coherente con el hecho de que el efecto de concentración de las facetas esféricas, prevalece sobre la dispersión astigmática para esta configuración, según mostró el análisis de la potencia generada. El hecho de que la diferencia entre los valores del factor sea ahora menor que en el caso de la fila 1, está igualmente en consonancia con el hecho que la dispersión va aumentando con la distancia a la torre, en

tanto que el efecto de concentración se mantiene, de manera que la diferencia entre ambos efectos es menor y, por tanto, al aumentar los valores de desbordamiento para las facetas esféricas disminuye la diferencia entre el factor de desbordamiento de ambas configuraciones.

El factor de desbordamiento para la fila 6 de Eureka, es prácticamente idéntico para ambas configuraciones, siendo ligeramente mayor para la configuración con facetas esféricas, de manera coherente con lo anteriormente apuntado que, a partir de una cierta distancia, el efecto de concentración es superado por el de dispersión astigmática.

En relación al desbordamiento, el efecto de dispersión del haz reflejado sobre las facetas del heliostato provocado por el astigmatismo de las mismas va creciendo gradualmente a medida que lo hace la distancia entre el heliostato y la torre, superando a partir de la llamada distancia crítica el efecto de concentración de las facetas esféricas. Así pues, hasta dicho punto el factor de desbordamiento debido al astigmatismo de las facetas esféricas, está compensado por el efecto de concentración, mostrando un factor de desbordamiento inferior al de heliostatos con facetas planas; a partir de la distancia crítica la tendencia se invierte y es el heliostato de facetas planas el que presenta un factor de desbordamiento menor.

Los valores de desbordamiento promedio anual para el caso de las facetas planas en Eureka son superiores a los que se obtienen para heliostatos de facetas esféricas, siendo esta diferencia más acusada para las horas centrales del día. Por otro lado, los valores más elevados del factor de desbordamiento, en cualquiera de las dos configuraciones, se producen en los extremos del día, a las 8 horas y a las 16 horas.

El comportamiento mostrado por el factor de desbordamiento queda justificado por la influencia que el efecto coseno tiene sobre la imagen reflejada por las facetas del heliostato, mucho mayor en las horas extremas del día donde el ángulo de incidencia del haz solar es mayor, lo que da lugar a una mayor dispersión del haz reflejado y, por tanto, un mayor factor de desbordamiento.

Asimismo, en dichas zonas del día, primeras y últimas horas, la diferencia en el factor de desbordamiento entre ambas configuraciones, facetas planas y esféricas, se reduce considerablemente, debido a que el efecto de dispersión por astigmatismo de la faceta esférica es tanto mayor cuanto más grande es el ángulo de incidencia, no existiendo dicho efecto para facetas planas.

El análisis de un sistema como el presentado (Eureka) nos indica la conveniencia, en cualquier situación, de utilizar una configuración de heliostatos con facetas esféricas si las dimensiones del campo solar son reducidas, pero plantea la duda de cómo diseñar el campo cuando las dimensiones son mayores, especialmente cuando la distancia heliostato-torre supera la llamada distancia crítica.

En este tipo de situaciones se hace imprescindible llevar a cabo un análisis económico sobre la conveniencia de sustituir las facetas esféricas por las planas, sea de modo total o parcial cuando los efectos de la dispersión astigmática sean mayores que los de concentración al usar facetas esféricas.

Durante este estudio se ha llevado a cabo un análisis económico de dos posibles proyectos: una planta, PS10, con campo de heliostatos con facetas esféricas, y otra con facetas planas. La finalidad del análisis ha consistido en estudiar si la reducción en un 1.48% en potencia térmica total anual, que se producía al pasar de un campo de heliostatos con facetas esféricas a facetas planas, era “rentable” suponiendo 25 años de vida de una planta. Para ello se ha calculado la energía eléctrica generada por ambas plantas, y los ingresos que esta energía supone, teniendo en consideración la legislación de retribución actual en España por la venta de la energía eléctrica. Los parámetros financieros y suposiciones empleadas corresponden a los valores de modelos reales empleados en el año 2015 para España.

Como resultado del estudio se han obtenido dos medidas de rentabilidad, el VAN y el TIR. A la luz de los resultados se concluye que en ambos proyectos se obtiene un VAN positivo siendo por tanto aconsejable la inversión en ambos proyectos. Se observa además que dicho VAN es superior para el caso de la planta con heliostatos con facetas planas, por lo que entre ambos proyectos, se

considera preferible este escenario. Por otra parte, el TIR obtenido con campo de heliostatos con facetas planas, es también superior al del caso de facetas esféricas, por lo que este escenario o proyecto se considera más rentable.

Ahora bien, siendo dichos parámetros financieros extremadamente volátiles y dependientes del mercado, el tipo de retribuciones asociados a las diferentes leyes sobre energía vigentes en cada geografía, y las suposiciones realizadas modificables dependiendo del proyecto, es recomendable que para otros proyectos, por ejemplo plantas de mayores potencias ubicadas en un país diferente a España, vuelva a realizarse el análisis llevado a cabo, con las particularidades específicas de cada proyecto.

Capítulo 9. Conclusiones

Las principales conclusiones a las que se ha llegado como resultado del análisis de los estudios llevados a cabo durante el proceso de modelización y simulación de la configuración de un campo de heliostatos para centrales termosolares de torre han sido las siguientes:

- El tipo de geometría utilizado en la construcción de la superficie reflectora del heliostato influye notablemente sobre la forma y tamaño de la imagen generada en el plano del receptor y, por tanto, sobre la densidad de energía y la cantidad de energía interceptada por dicho elemento.
- El uso de facetas esféricas muestra un mejor comportamiento con relación al empleo de facetas planas, generando un factor de desbordamiento más reducido y, por consiguiente, una mayor potencia térmica en el receptor. Las simulaciones llevadas a cabo muestran que esto se cumple igualmente en centrales de grandes y pequeñas dimensiones.
- Los procesos de modelización y simulación han mostrado que cada una de las configuraciones estudiadas, esférica y plana, presenta ventajas e inconvenientes en relación con la otra. En particular, la configuración de facetas planas da lugar a un haz con un ángulo de dispersión más elevado, lo que genera una mancha solar de mayor tamaño, especialmente para grandes distancias entre el heliostato y el receptor; por el contrario las facetas esféricas presentan un menor ángulo de desviación, debido a su efecto de concentración, pero dan lugar a aberraciones ópticas, astigmatismo, que ocasionan deformación en la imagen y aumento del tamaño de la misma en el plano del receptor.
- Se ha observado que el astigmatismo generado por las facetas esféricas aumenta con el tamaño del heliostato, el ángulo de incidencia de la irradiación solar sobre el espejo, y la distancia heliostato-torre.
- El análisis de resultados indica que el efecto de dispersión ocasionado por el astigmatismo de las facetas esféricas, se compensa parcial o totalmente con el efecto de concentración generado por la curvatura de

las facetas. La distancia para la cual ambos efectos quedan compensados se ha llamado “distancia crítica”.

- Superada la distancia crítica el efecto astigmático cobra una mayor importancia que el de concentración, por lo que a partir de dicha distancia los heliostatos con facetas planas se comportan mejor que los heliostatos con facetas esféricas.
- Un análisis detallado del comportamiento del campo solar, por filas, muestra que el comportamiento de los heliostatos con facetas planas a partir de la distancia crítica, genera potencias térmicas muy similares, y da lugar a menores factores de desbordamiento y menores densidades de potencia pico (potencia máxima recibida en el receptor). El contar con menores valores de densidad de potencia pico supone una ventaja a la hora de diseñar el receptor, puesto que es deseable limitar el máximo de irradiancia concentrada sobre éste, con el fin de que los materiales sufran las menores tensiones térmicas debidas a las grandes diferencias de temperatura que se producen en la superficie del receptor a lo largo del día.
- El análisis de campos de heliostatos de pequeñas dimensiones nos indica la conveniencia de utilizar siempre una configuración de heliostatos con facetas esféricas, puesto que la distancia crítica se detecta para las últimas filas, pudiendo incluso en algunas plantas de reducidas dimensiones, no alcanzarse nunca.
- En plantas de mayores dimensiones, especialmente cuando la distancia heliostato-torre supera la llamada distancia crítica, la configuración clásica que establece que la geometría del heliostato se mantenga invariable para todos los elementos del campo no resulta ser la más adecuada desde el punto de vista del aprovechamiento energético, pudiendo configurarse dicho campo de forma mixta, con heliostatos de facetas esféricas hasta la distancia crítica y de facetas planas a partir de dicho punto. En este tipo de situaciones se hace imprescindible llevar a cabo un análisis económico sobre la conveniencia de sustituir las facetas esféricas por las planas, con el fin de valorar si la sustitución total o parcial de éstas en el campo, con la correspondiente reducción de la energía eléctrica producida al usar facetas planas, es compensada por

el ahorro en la inversión inicial y la reducción de los costes de operación y mantenimiento durante los 25 años de vida de la planta.

Nuevas líneas de investigación

Durante el estudio aquí desarrollado se ha realizado un profundo análisis del efecto del astigmatismo y el comportamiento de los heliostatos de facetas esféricas en relación a la distancia a la torre, y al efecto coseno que varía con el día y la hora del año.

Dicho comportamiento ha sido comparado con el de heliostatos en iguales condiciones, pero con facetas planas, las cuales no experimentan dichos efectos astigmáticos, pero que por el contrario, no cuentan con las mismas propiedades de concentración que las facetas esféricas.

Tras dicha comparativa, se ha podido concluir la existencia en el campo de heliostatos de una planta solar termoeléctrica de una distancia a la que se ha denominado distancia crítica, de manera que para distancias heliostato-torre inferiores a la distancia crítica, el análisis predice que las facetas esféricas resultan más adecuadas que las planas, puesto que el aumento de potencia debido a la concentración es mayor que la pérdida ocasionada por la dispersión generada por el astigmatismo. Para distancias mayores a la crítica, el efecto es el contrario y por lo tanto las facetas esféricas podrían ser sustituidas por facetas planas, puesto que para dichas distancias los valores de potencia total son prácticamente similares.

Esto nos lleva a pensar en la posibilidad de diseñar campos de heliostatos mixtos, en los que los heliostatos más cercanos a la torre con distancias heliostato-torre inferiores a la distancia crítica, estuvieran configurados con facetas esféricas, mientras que los heliostatos situados a distancia superiores a la distancia crítica, contarán con facetas planas.

Por otra parte, durante este estudio, se ha mantenido constante el tamaño del heliostato, sin embargo estudios anteriores [27] muestran que existe también una distancia crítica en referencia al tamaño, de manera que heliostatos situados en distancias inferiores a la crítica muestran un potencial de mejora al sustituir su tamaño por tamaños inferiores a los aquí estudiados.

Para el diseño de este nuevo tipo de campos mixtos, en los que no todos los heliostatos cuentan con el mismo tamaño, ni con la misma configuración de facetas, sería necesario diseñar nuevo software que permitiera la simulación de los mapas de flujo sobre el receptor para el estudio de los parámetros definidos como de interés para dicho diseño, con el fin de generar un diseño de campo acorde a los valores de potencia total, densidad de potencia pico y desbordamiento requeridos.

Patentes

1. Serrano.L, Nuñez.J.P, Cerón.F.J **“Campo mixto de heliostatos”** patente concedida en España con número de publicación ES2438890B15, y fecha de publicación 5 de Diciembre 2014, presentada vía PCT con número de publicación WO2013190154A1 y extendida entre otras a la Oficina Europea de Patentes con número de publicación EP2865964A1, y a la oficina de patentes de China con número CN104620059A, siendo el solicitante Abengoa Solar New Technologies.
2. Llorente.P, Navío.R, Serrano.L, Castro de Benito. A, Villarica. J, Coca.P, **“Receptor solar de placas”** patente concedida en España con número de publicación ES2425996B1 y fecha de publicación 18 de Octubre del 2013, presentada vía PCT con número de publicación WO2013128048A1 y extendida a diversas las oficinas de patentes como China con número de publicación CN104428606A, Chile con número de publicación CL2014002284A1, Oficina Europea de Patentes con número de publicación EP2829820A4 y Estados Unidos con número de publicación US20150020793A1, siendo el solicitante Abengoa Solar New Technologies.
3. Méndez.J.M, Diago.M, Serrano.L, Navio.R, **“Configuración de los receptores en plantas de concentración solar de torre”** patente concedida en España con número de publicación ES2411282A1 y fecha de publicación 8 de Mayo del 2014, presentada vía PCT con número de publicación WO2013079744A1, y extendida a diversas oficinas de patentes como China con número de publicación CN104067067A, Oficina europea de Patentes con número de publicación EP2787302AA, Marruecos con número de publicación MA35721B1 y concedida, India con número de publicación IN201404718P4 y Estados Unidos con número de publicación US20140373830A1 entre otras, siendo el solicitante Abengoa Solar New Technologies.

4. Barragán.J, Navío.R, Olavarría. R, Serrano.L, García. E, **“Planta de concentración solar de tecnología de torre con tiro natural y método de funcionamiento”** patente concedida en España con número de publicación ES2350991A1 y fecha de publicación 14 de Octubre del 2011, presentada vía PCT con número de publicación WO2010139821A1 y extendida a diversas oficinas de patentes como la Oficina europea de Patentes con número de publicación EP2439409A1, la oficina de patentes de Marruecos, con número de publicación MA33371B1 y Estados Unidos con número de publicación US20120125000A1, siendo el solicitante Abengoa Solar New Technologies.
5. Mendez. J.M, Dominguez. J, Serrano. L, **“Economizador en planta solar de torre y método de funcionamiento de dicha planta”** patente concedida en España con número de publicación ES2365286A1 y fecha de publicación 28 de Septiembre del 2011, presentada vía PCT con número de publicación WO2011113973A1, y extendida a diversas oficinas de patentes como la Oficina Europea de Patentes EP2549196A1, Chile con número de publicación CL2012002534A1, y Estados Unidos con número de publicación US20130199183A1 entre otros.
6. Navío. R, Serrano.L, Llorente.P, Martínez. N, Álvarez. S, Asensio. J **“Planta solar combinada de tecnología de aire y vapor”** patente concedida en España con número de publicación ES2345379A1 y fecha de publicación 21 de Septiembre del 2010, presentada vía PCT con número de publicación WO2010106205A1 y extendida a diversas oficinas de patentes como la Oficina europea de Patentes EP2410177A1 concedida y Estados Unidos con número de publicación US20120096859A1, siendo el solicitante Abengoa Solar New Technologies.

7. Navío. R, Martínez. N, Barragán. J, Serrano.L, **“Receptor solar de vapor sobrecalentado”** concedida en España con número de publicación ES2350668A1 y fecha de publicación 23 de Abril del 2015, presentada vía PCT con número de publicación WO2010139823A1 y extendida a la Oficina Europea de Patentes EP2439462A4 concedida y validada en España, Grecia e Italia y patente presentada en Estados Unidos con número de publicación US20120125319A1 y también concedida, siendo el solicitante Abengoa Solar New Technologies.
8. Navío. R, Serrano.L, Osuna.R, Llorente. P, Fernandez.V, **“Receptor solar con circulación natural para generación de vapor saturado”** concedida en España con número de publicación ES2347752A1 y fecha de publicación 3 de Noviembre del 2010, presentada vía PCT con número de publicación WO2010116010A1 WO2010139823A1 y extendida a la Oficina Europea de Patentes EP2428999A1 y Estados Unidos con número de publicación US20120080027A1, siendo el solicitante Abengoa Solar New Technologies.
9. Nuñez, J.P, Velenzuela. S, Serrano.L, Fernandez. L, **“Planta híbrida gestionable de tecnología termosolar y fotovoltaica y método de funcionamiento de la misma”** concedida en España con número de publicación y fecha de publicación 6 de Abril del 2012, presentada vía PCT con número de publicación WO2012038566A1 y extendida a la oficina de patentes de Chile con número de publicación CL2013000742A1, a la oficina de patentes de China con número de publicación CN103392101A y Estados Unidos con número de publicación US20130298964A1 entre otras, siendo el solicitante Abengoa Solar New Technologies.

Referencias

- [1] Téllez, F. *Introducción a las tecnologías de concentración solar*. Madrid, Curso sobre sistemas de concentración solar Ciemat-PSA.
- [2] Smith Otto, J.M. *Method of aligning and locating the mirrors of a collector field with respect to a receptor tower*. Estados Unidos, número de publicación US4219729 (A), fecha de publicación 26 de Agosto de 1980.
- [3] Oplatka, G. *Solar thermal power plant*. Estados Unidos, número de publicación US4400946(A), fecha de publicación 30 de Agosto de 1983.
- [4] Téllez, F. *Tecnología de receptores-1*. Madrid, Curso sobre sistemas de concentración solar Ciemat-PSA.
- [5] Karni, L, et al. *The DIAPR: A high-pressure, high-temperature solar receiver*. Transactions of ASME, Vol.119, February 1997.
- [6] MacGoven, M. *Se inaugura la PS10, un hito en la historia de la energía solar*. Septiembre 2006, Revista Solar Térmica, Energías renovables.
- [7] (Fernández, 2001) Fernández, V., Silva, M., Romero, M. *WinDelsol 1.0*. Germany, June 19 2001, Pitz-Paal, R. (Ed.), Proc. of the 15th Task III Meeting within IEA SolarPACES on Solar Technology and Applications, Cologne, SolarPACES Tech. Report. DLR, Köln, Germany.
- [8] Kistler, B.L. *A User's Manual for DELSOL3: A Computer Code for Calculating the Optical Performance and Optimal system Design for Solar Thermal Central Receiver Plants*, 1986. SAND86-8018.
- [9] Monterreal, R. *Tecnología de heliostatos-I*. Madrid, Curso sobre sistemas de concentración solar Ciemat-PSA.
- [10] Osuna, R. Cerón, F., Romero, M., García, G., *Desarrollo de un prototipo de heliostato para la Planta Colón Solar*. 1999, Noviembre-Diciembre, Revista de Ingeniería Energética, páginas 71-79.

[11] Holmes, J.T., Alpert D.J., Manzini T.R., Murphy, L. M., Schissel, P.O. *Development of concentrating collectors for Solar Thermal Systems*. Washington, DC, 6-11 August 1988, Energy Conversion Engineering Conferenc. IECEC-89., Proceedings of the 24th Intersociety, INSPEC Accession Number:3676865

[12] García, G., Egea, A., Gárquez, J.A. *Campo de heliostatos autónomos y método de operación*. España, número de publicación ES2155031, fecha de publicación 16 de Enero del 2001.

[13] Mancini, T. R. *Catalog of Solar Heliostats*. USA, Junio 2000, SolarPACES, Technical Report, No.III-1/00, Operating Agent TASK III, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Solare Energietechnik (DLR, EN-SE), D-51170 Köln, Sandia National Laboratories, Solar Thermal Technology, Albuquerque, N.M 87185.

[14] Weinrebe, G. Schmitz –Goeb, M. and Shield W. *On the performance of the ASM150 Stressed Membrane Heliostat*. Washington DC (USA), 1997 ASME/JSME/JSES Int.Solar Energy Conference, April 27-30,. Solar Engineering 1997.

[15] Romero, M. *Dimensionamiento y análisis de producción anual de un sistema de receptor central*. Madrid, curso 2007/2008 Módulo: Energía solar termoeléctrica del Máster en Energías Renovables y Mercado Energético del EOI.

[16] Biggs, F., Vittitoe, C.N. *The HELIOS Model for the Optical Behavior of Reflecting Solar Concentrators*. USA, Marzo 1970, SAND; 76-0347,

[17] Buie, D., Monger, A.G., Dey, C.J. *Sunshape distributions for terrestrial solar simulations*, Marzo 2013, Solar Energy 74 (2003) 113–122.

[18] Igel, E.A., and Hughes, R.L. *Optical analysis of solar facility heliostats*. Albuquerque, Septiembre 1978, Solar Energy, Vol. 22, pp 283-95 Sandia National Laboratories.

- [19] Romero, M. Marcos, M.J., Osuna, R. and Fernández,V. *Design and implementation plan of a 10MW solar tower power plant based on volumetric-air technology in Seville (Spain)*, Madison, Wisconsin, June 17-22, 2000 Proceedings of the Solar 2000 Solar Powers Life--Share the Energy.
- [20] Iqbal, M. *An introduction to solar radiation*. University of Butish. Columbia, Vancouver, 1983, Department of Medical Engineering Academic Press.
- [21] Barragán.J, Serrano.L, Llorente. P, Méndez, J.M. *Superheated steam solar receiver*. España, número de publicación EP2439462A1 y fecha de publicación Abril 2012.
- [21] BOE-A-2014-6123
- [22] BOE 2014-6495
- [23] <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>
- [24] Yellowhaira, J. and Andrakaa, C. E. *Evaluation of advanced heliostat reflective facets on cost and performance*. Albuquerque, Solarpaces 2013 Sandia National Laboratories, Concentrating Solar Technologies Department, P.O. Box 5800, MS1127, NM 87185 USA.
- [25] Ubach Cartategui, J., García-Conde Noriega, I. *System and method for the articulated attachment of solar reflector elements to supporting structures*. Oficina Europea de patentes, con número de publicación EP2390598 y fecha de publicación 22 de Abril del 2015.
- [26] Téllez, F. *Jornada Ingenieros Industriales de Cataluña*. 19 de Noviembre de 2008, Barcelona. (Solar Termoeléctrica) Unidad Sistemas de Concentración Solar Plataforma Solar De Almería CIEMAT
- [27] Serrano, L. *Influencia del tamaño del heliostato y su posición respecto a la torre en fenómenos de spillage*. Madrid Septiembre 2009, Trabajo de investigación Máster de Física Aplicada dirigido por: M^a Cruz de Andrés García Universidad Complutense.

Bibliografía

1. Report to Congress. *Assessment of Potential Impact of Concentrating Solar Power for Electricity Generation*. USA, Febrero 2007, EPAC 2005-Section 934 (c), U.S Department of Energy.
2. Kuntz Falcone, P. *A handbook for solar central receiver design*. Livermore, Diciembre 1996, SAND 86-8009, Sandia National Laboratories.
3. Stoddard, M.C. *Convective loss measurements at the 10 MWe solar thermal central receiver pilot plant*. Livermore, Enero 1986, SAND 85-8250 Sandia National Laboratories.
4. Ulmer, S. *Influences of Cost Reduction Measures on the Beam Quality of a Large-Area Heliostat*. Almería, Noviembre 1998, Tesis Doctoral Plataforma Solar de Almería.
5. Chen Y.T., Kribus. A., Lim.B.H. , Lim, C.S., Chong, K.K. , Karni, J., Buck, R., Pfahl, A., Bligh,T.P., *Comparasion of Two Sun Traking Methods in the Application of a Heliostat Field*. Febrero 2004, Asme Journay of Solar Energy Engineering, Vol 126,
6. Chen, Y.T. , Chong, K.K., Bligh, T.P., Chen, L.C., Yunus, Y., Kannan, K.S., Lin, B.H., Lin, C.S., Alias, M.A., Bidin, N., Aliman, O., Salehan, S., Rezan, SHK. ABD., Tan, S.A.H, C.M.,Tan, K.K. *Non-imaging focusing heliostat*. Great Britain, Marzo 2001, Solar Energy Vol 71, nº 3, pp 155-164.
7. Baker, A.F, Faas, S.E., Redosevich, L.G., and Skinroad, A.C., Peire, J.,Castro, M. ,Prase, J.L. *US Spain Joint Evaluation of the Solar One and Cesa I receiver and Storage Systems*. Livermore, Febrero 1989, SAND88 8262 Sandia National Laboratories, y Universidad Politécnica de Madrid.

8. Mejías Arias, P., Martínez Herreo, R. *Óptica geométrica*. Madrid 1999, Editorial Síntesis.
9. Carnicer, A., Juvells, I. *Apuntes de óptica Física*. Barcelona, Enero 2003, Universitat de Barcelona Dpto de Física Aplicada.
10. Lafuente López, J. *Geometría diferencial de curvas y superficies en el espacio Euclídeo*. Madrid, Enero 2010 Facultad de Matemáticas, Universidad Complutense de Madrid. Disponible en: <http://www.mat.ucm.es/~jlafuent/own/Manuales/Variedades/cyslc.pdf>
11. Brun, X., Elvira, O., Puig, X. *Matemática financiera y estadística básica*. Barcelona 2008, Cálculos financieros y conocimientos estadísticos básicos Colección manuales de asesoramiento financiero, Bresca Editorial SL
12. Gregg, L. et al. *Solar collector system for solar thermal applications*. Estados Unidos, número de publicación US2009/0007901, fecha de publicación 8 de Enero 2019.
13. Pacheco, E.J. *Esolar's modular concentrating solar power tower plant and construction of the sierra solar generating station*. San Francisco, California USA, July 19-23, 2009 Proceeding of the ASME 2009 3rd International Conference of Energy Sustainability, ES2009-90475
14. Ramos, F., Crespo, L., *A new powerful tool for heliostat field layout and receiver geometry optimization: NSPOC*. Berlin, Germany, 2009 Proc. of Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems SolarPACES,
15. Sanchez, M., Romero, M. *Methodology for generation of heliostat field layout in central receiver systems based on yearly normalized energy surfaces*. Julio 2005, Solar Energy 80 (2006) 861-874 27

16. Buck, R., Teufel, E. *Comparison and Optimization of heliostat canting methods*. 2007 June 27-30, Long beach California, Procesings of ES2007-36168, Energy Sustainability
17. Jones, A.J. *A comparison of on-axis and off-axis heliostat alignment strategies*. Alburquerque, Sandia National Laboratories PO Box 5800-0703, NM 87185
18. Schwarzbözl, P., et al. *Visual HFLCAL A software tool for layout and Optimization of heliostat fields*. June 2009 Sevilla, Conference: SolarPACES 2009
19. Chen, Y.T., et al. *Comparision of two sun tracking methods in the application of a solar heliostat field*. February 2004, Journal of Solar Energy Engineering, Transaction of the ASME, 638/ Vol.126.
20. Neumann, A., et al. *Representative terrestrial solar Brightness profiles*. May 2002, Journal of Solar Energy Engineering Transactions of the ASME, 198/ Vol.124.
21. Buie, D. et al. *The effective size of the solar cone for solar concentrating systems*. April 2003, Solar Energy 74 (2003) 417-427 21.
22. Buie, D. *Corrigendum to The effective size of the solar for solar concentrating systems*. May 2005, Solar Energy 79 (2005) 568–570 23
23. Chen, Y.T., et al. *Off-axis aberration correction surface in solar energy application*. 25 March 2005, Solar Energy 80 (2006) 268-271.
24. Landman, W. *Sensitivity Analysis of a Curved Heliostat Profile*. Dept. Mechanical and Mechatronic Engineering, Stellenbosch University Solar Thermal Energy Research Group. Disponible en: http://www.crses.sun.ac.za/files/services/conferences/annual-student-symposium-2012/23_November/6_Landman.pdf

25. Landmana,W., Gauchéb,P. *Influence of canting mechanism and facet profile on heliostat field*. 17-20 September, Las Vegas, USA, Solarpaces 2013, Energy Procedia 49 (2014) 126 – 135
- 26.Lata, J.M. *Heliostat facet*, USA, patente con número de publicación US20160265602 y fecha de publicación 21 Octubre 2010.
- 27.Ainz, F., Vallejo,S. *Elemento reflector y procedimiento y sistema para fabricación del mismo*. España, patente PCT con número de publicación WO 2012123611 y fecha de publicación 20 de septiembre de 2012.
- 28.Pham, Quoe., et al. *Heliostat array layouts for multi-tower central receiver solar power plants*. patente presentada vía PCT con número de publicación WO 2009070774 y fecha 4 June 2009.
29. Buie, D., Monger, A.G. *The effect of circumsolar radiation on a solar concentrating system*. 7 July 2003, Solar Energy 76 (2004) 181–185.
- 30.Neumann, A., and Witzke, A. *The influence of the sunshape on the DLR solar furnace beam*. SolarEnergy Vol. 66, No. 6, pp. 447–457, 1999 Elsevier Science Ltd, PII: S0038 – 092X(99)00048 – 1
- 31.Guo, M., et al. *Simulations of reflected sun beam traces over al. azimuth–elevation tracking heliostat with fixed geometric error sources*. September 2013, Solar Energy 97 (2013) 102–111 7.
- 32.Colladon, F. J., Guallar, J. *Review of optimized design layouts for solar power tower plants with campo code*. December 2012, Renewable and Sustainable Energy Reviews 20 (2013) 142–154, 28
- 33.Kok-Keong, Chong., Wong, K.C., *General Formula for On-Axis Sun-Tracking System*. 5 de Octubre del 2010, Solar Collectors and Panels, Theory and Applications ISBN 978-953-307-142-8.

34. Keith, F., Goswami, Y. *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*. CRP Press Taylor&Francis Group ISB 8493-1730-4(978-0-8493-1730-9:alk.paper).
35. Donado, D., *Diseño y estudio de viabilidad técnica económico-financiera y ambiental de una planta termosolar de receptor central*. 15 de Febrero del 2011 Madrid, Proyecto fin de carrera I.T.I Mecánica Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid.
36. Carnero, A. Polo, J. *Estudio de Sensibilidad de la Atenuación Atmosférica en Centrales Termosolares de Torre con Modelos de Transferencia Radiativa*. Madrid, Enero, 2014 Informes Técnicos Ciemat 1306, Depósito Legal: M -26385-2011 ISSN: 1135 – 9420 NIPO: 721-14-003-0 Editorial Ciemat.
37. Avellaner, J. *Análisis estadístico de superficies reflectantes, no ideales, a efectos de conocer la distribución espacial de la energía solar reflejada*. Madrid, 1999, Tesis doctoral Universidad Politécnica de Madrid Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales.
38. Gaya, M. *Diseño y dimensionado de una central de torre en el desierto de Atacama*. Madrid, 2012, Trabajo fin de máster física aplicada 2011/2012 Universidad Complutense de Madrid, Facultad de Ciencias Físicas.
39. Méndez, J. *“Canteo de heliostatos utilizando la fotogrametría como método de caracterización”* Sevilla, Diciembre 2013, Trabajo de fin de máster universitario en sistemas de energía térmica, Universidad de Sevilla-CETAER.

Nomenclatura

A continuación se incluyen todos los símbolos que aparecen durante el estudio por orden de aparición y capítulo.

Nomenclatura capítulo 1

T_f : temperatura de fluido

MW_t : megavatios térmicos

MW_e : megavatios eléctricos

MW_p : megavatios pico

A_{real} : área total del heliostato

$A_{efectiva}$: área del heliostato que recibe y refleja la radiación solar

μ : ángulo de incidencia de la radiación solar

Nomenclatura capítulo 2

$C_{geométrica}$: concentración geométrica

$A_{apertura}$: área de la apertura

$A_{receptor}$: área del receptor

C_{flujo} : concentración de flujo

$\Phi_{saliente}$: flujo saliente

$\Phi_{incidente}$: flujo incidente

σ : constante de Stefan-Boltzman

T_{sol} : la temperatura del Sol

$T_{receptor}$: temperatura del receptor

r : el radio del Sol

R_s : la distancia entre el emisor (el Sol) y el receptor (nuestro concentrador).

$Q_{incidente}$: potencia incidente en la apertura

$Q_{saliente}$: potencia saliente del receptor

β' : es el ángulo subtendido por los rayos solares

C_{3D} : concentración tres dimensiones

Plano r-s: plano de incidencia de un rayo solar

\bar{N} : vector unitario normal al plano de incidencia de un rayo solar

β' : ángulo entre la normal \bar{N} y el eje z de la Figura 2.2

$dr \times ds$: elemento diferencial de superficie sobre el que incide un rayo solar

$F(r,s)$: función de probabilidad de densidad

ρ : distancia radial al punto (r,s) sobre la superficie del plano

a: radio del disco solar

$\sqrt{\rho^2}$ o RMS: valor cuadrático medio

σ_r : distribución normal circular la desviación estándar en la dirección r

σ_s : distribución normal circular la desviación estándar en la dirección s

σ_t : desviación típica solar o error de dispersión de la forma del Sol

\bar{N}_0 : normal a la superficie reflectante ideal

β : ángulo entre la normal a la superficie reflectante ideal y la superficie reflectante real

R: radio de un espejo esférico

O: centro del espejo y origen de coordenadas

x,y,z: coordenadas del espejo con centro de coordenadas en O

f: longitud focal del espejo

\bar{V}_n : vector normal a la superficie reflectante en el punto de incidencia de la radiación

\bar{n} : vector normal a la superficie reflectante en el punto de incidencia de la radiación normalizado

\bar{I} : vector de incidencia de la radiación solar normalizado

\bar{r} : vector reflejado de la radiación solar normalizado

P: punto de incidencia del rayo incidente en el reflector

M: punto de incidencia del rayo reflejado en el receptor

\vec{m} : vector normal a la superficie del receptor en el punto de incidencia de la radiación

Φ : densidad de flujo en el punto genérico M

I: irradiancia en el punto P del receptor

dQ: elemento de superficie del reflector

dS: elemento de superficie del receptor

ρ' : la reflectividad del elemento de superficie dQ

r: la distancia entre los puntos P del reflector y M del receptor.

μ : ángulo de incidencia de la radiación en el punto P del reflector

ψ : ángulo de incidencia de la radiación en el punto P

a_0 , a_1 y a_2 : parámetros de los ángulos μ y ψ

H y K: curvaturas gaussianas de la superficie de reflexión en el punto P

K_N : curvatura normal de la línea generada por la intersección del plano de incidencia y la superficie de reflexión en el punto P

ρ : distancia sobre la superficie del reflector

α_n : ángulo formado por la curva, generada por la intersección del plano de incidencia y la superficie de reflexión en el punto O, y la dirección principal de curvatura

\vec{P} : vector de posición de un punto de la superficie esférica respecto del origen de coordenadas de nuestro sistema

b_{xx} , b_{yy} , g_{xx} , g_{yy} : parámetros de los que dependen las curvaturas H y K

E: punto de incidencia de rayos solares sobre la superficie del espejo

δ : distancia desde el punto de incidencia E al centro O

\vec{b} : vector del rayo reflejado en E

\vec{c} : vector del rayo incidente en el punto E

\vec{d} : normal al espejo en el punto E

$(\mu-\beta)$: ángulo que forma el rayo incidente en el punto E con la normal en dicho punto

β : semiángulo que forman el rayo incidente en el origen y el incidente en E

I: punto de intersección de los rayos \vec{b} y \vec{r}

OI: distancia entre el origen del reflector y el punto de intersección I

γ : ángulo que forma el rayo reflejado en el punto E con la superficie del espejo

$\Delta\gamma$: variación del ángulo γ

\vec{i} : vector del rayo incidente sobre el origen del reflector

\vec{c}' : vector del rayo de incidencia a una distancia δ del origen

I': intersección de los rayos \vec{i} y \vec{c}'

\vec{d}' : normal a la superficie en el punto $(\delta,0,0)$

r' : distancia al punto I'

D: distancia óptima entre el concentrador y el receptor para la reducción de los errores ópticos

W: anchura del heliostato

h1: altura de la imagen en el plano tangencial

h2: la anchura de la imagen en el plano sagital

H1: altura de la imagen solar a la distancia focal en el plano tangencial

H2: anchura de la imagen solar a la distancia focal en el plano sagital

Nomenclatura capítulo 3

1x1x2x2: heliostato de 1 faceta, con 4 puntos de incidencia sobre el heliostato

1x1x3x3: heliostato de 1 faceta, con 9 puntos de incidencia sobre el heliostato.

1x1x4x4: heliostato de 1 faceta, con 16 puntos de incidencia sobre el heliostato.

1x1x5x5: heliostato de 1 faceta, con 25 puntos de incidencia sobre el heliostato.

4x7x1x1: heliostato de 28 facetas, con 1 punto de incidencia sobre cada faceta del heliostato.

4x7x2x2: heliostato de 28 facetas, con 4 puntos de incidencia sobre cada faceta el heliostato.

4x7x5x5: heliostato de 28 facetas, simulando 25 puntos de incidencia sobre cada faceta del heliostato.

4x7x20x20: heliostato de 28 facetas, simulando 400 puntos de incidencia sobre cada faceta del heliostato.

(X_p, Y_p, Z_p) : coordenadas del punto de enfoque

(X, Y, Z) : coordenadas cartesianas de posición de los heliostatos en el campo

h: altura del heliostato

W: anchura del heliostato

w: anchura de la cavidad

L: altura de la cavidad

O': centro de coordenadas del campo de heliostatos situada en la base y centro de la torre

DNI: irradiancia solar directa

C: concentración del heliostato

P_{pico} : densidad de potencia pico

P_{media} : densidad de potencia media

Delta Hor: anchura de la mancha solar

Delta Ver: altura de la mancha solar

F_{medio} : flujo medio

d: distancia sobre el receptor

Nomenclatura capítulo 4

ATM1, ATM2, ATM3, ATM4: coeficientes de atenuación atmosférica

d': distancia heliostato-receptor

$P_{\text{reflejada}}$: potencia de la irradiación solar reflejada por el campo solar de heliostatos

α : factor de desbordamiento

Nomenclatura capítulo 5

V_{xc}, V_{yc}, V_{zc} : componentes del coseno director de la normal al plano del receptor

W_r : anchura del receptor

H_r : altura del receptor

$P_{\text{pico panel}}$: densidad de potencia pico o máxima para un panel del receptor

P_{panel} : potencia total en un panel del receptor

$P_{\text{total fila}}$: potencia total de una fila de heliostatos del campo

$P_{\text{pico fila}}$: potencia pico total de una fila de heliostatos del campo

α_{fila} : factor de desbordamiento de una fila de heliostatos del campo

$d(\text{THT})$: distancia del heliostato a la torre en función de la altura de ésta

R^2 : coeficiente de ajuste de la ecuación

P_{promedio} : potencia promedio para los diferentes días del año tipo

Nomenclatura capítulo 6

X_c, Y_c, Z_c : coordenadas del centro de cada plano del receptor

Nomenclatura capítulo 7

$E_{\text{total anual facetas esféricas}}$: energía total de la plata solar PS10 con facetas esféricas

$E_{\text{total anual facetas planas}}$: energía total de la plata solar PS10 con facetas planas

R_i : retribución a la inversión

R_o : retribución a la operación

N_h : número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo

U_f : umbral de funcionamiento

P_i : potencia instalada

VAN: valor actual neto

TIR: tasa interna de retorno

A: punto de incidencia de los rayos en el extremo del espejo

B: punto de incidencia de los rayos en el otro extremo del espejo

O': vértice del heliostato reflejado sobre el receptor

A': punto del extremo del espejo reflejado sobre el receptor

B': punto del otro extremo del espejo reflejado sobre el receptor

F: punto de enfoque sobre la apertura

ANEXOS

Anexo A. Geometría de facetas esféricas y planas

A continuación se ilustra las diferencias entre la reflexión de un espejo esférico y uno plano.

En las Figura A.1 y A.2, podemos ver la concentración de los rayos solares reflejados por una superficie esférica. Estos rayos, vienen representados por conos, debido al ángulo subtendido por el Sol.

El rayo o cono que incide en el centro o vértice del espejo O (rayo o cono amarillo), se refleja pasando por el foco situado sobre la apertura, y los rayos incidentes sobre los extremos (rayos o conos verde o rojo), se reflejan desviándose ligeramente del foco, debido a los efectos del astigmatismo. Como resultado, se observa una mancha de un cierto tamaño en la superficie del receptor.

En el caso del espejo plano, el conjunto de rayos incidentes sobre diferentes puntos del espejo y paralelos entre sí, se reflejan todos con el mismo ángulo, siendo por tanto todos los rayos reflejados también paralelos, y pasando por el foco únicamente el rayo reflejado correspondiente al rayo que incide en el centro del espejo O. La mancha o imagen generada en el receptor, es en este caso más grande que la proyectada por el espejo esférico, puesto que el espejo plano no cuanta con la capacidad de concentración.

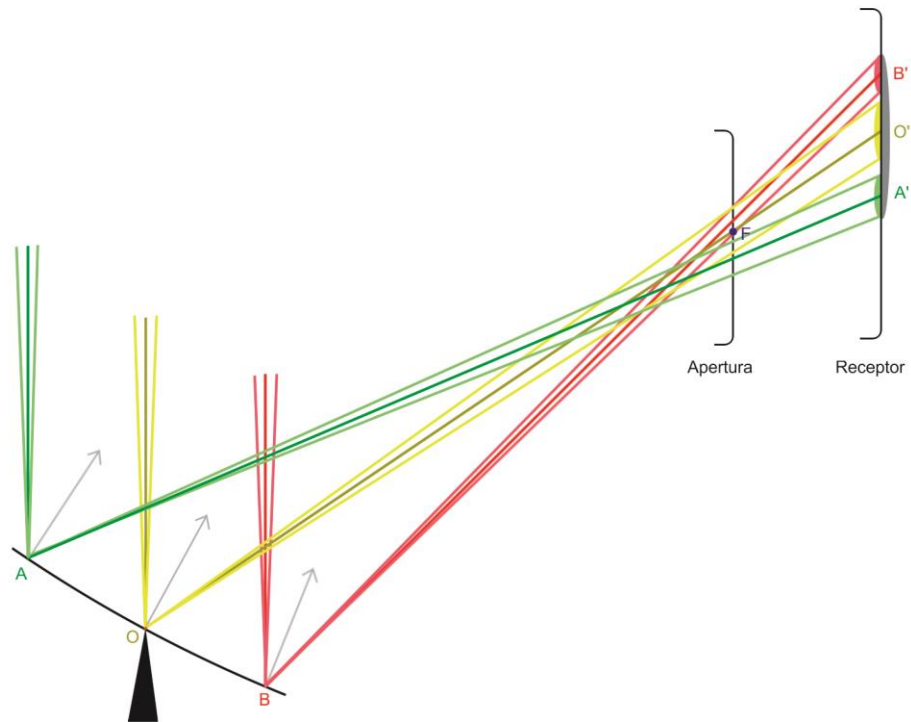


Figura A.1 Reflexión de un espejo esférico y su capacidad de concentración sobre el receptor para ángulos de incidencia mayores de cero

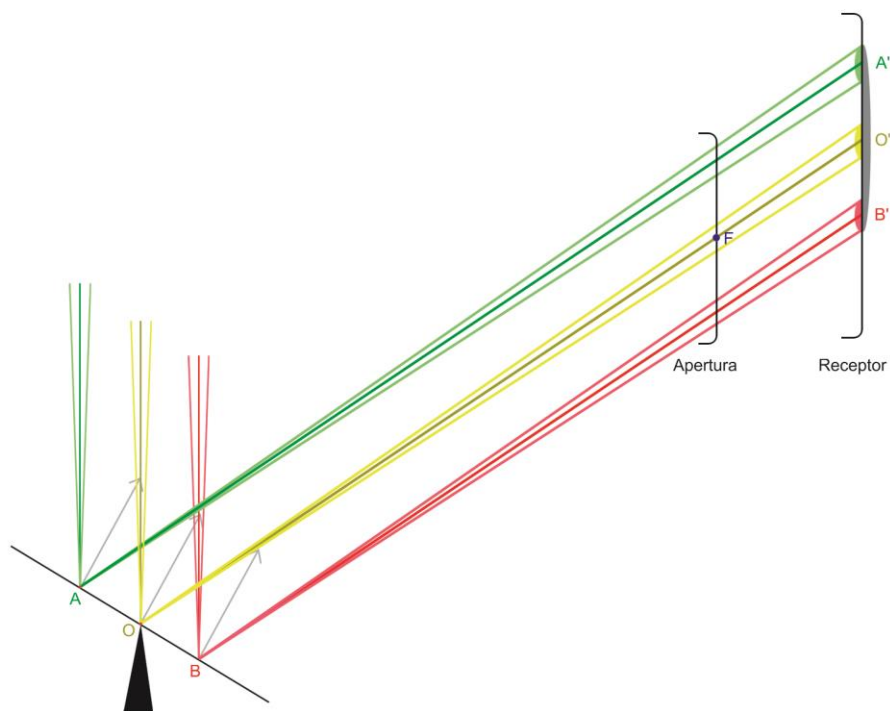


Figura A.2 Reflexión de un espejo plano y su imagen sobre el receptor para ángulo de incidencia mayores de cero

En la figura A.3 se ilustra el reducido factor de forma o de visión con el que cuenta un heliostato en la primera fila, de manera que los rayos reflejados por dicho heliostato no alcanzan completamente el receptor, quedando fuera de éste parte de la mancha o imagen proyectada. Para heliostatos más alejados, este efecto no ocurre, y la gran mayoría de los rayos alcanzan el receptor, debiéndose el desbordamiento a otros factores ya discutidos anteriormente en este estudio.

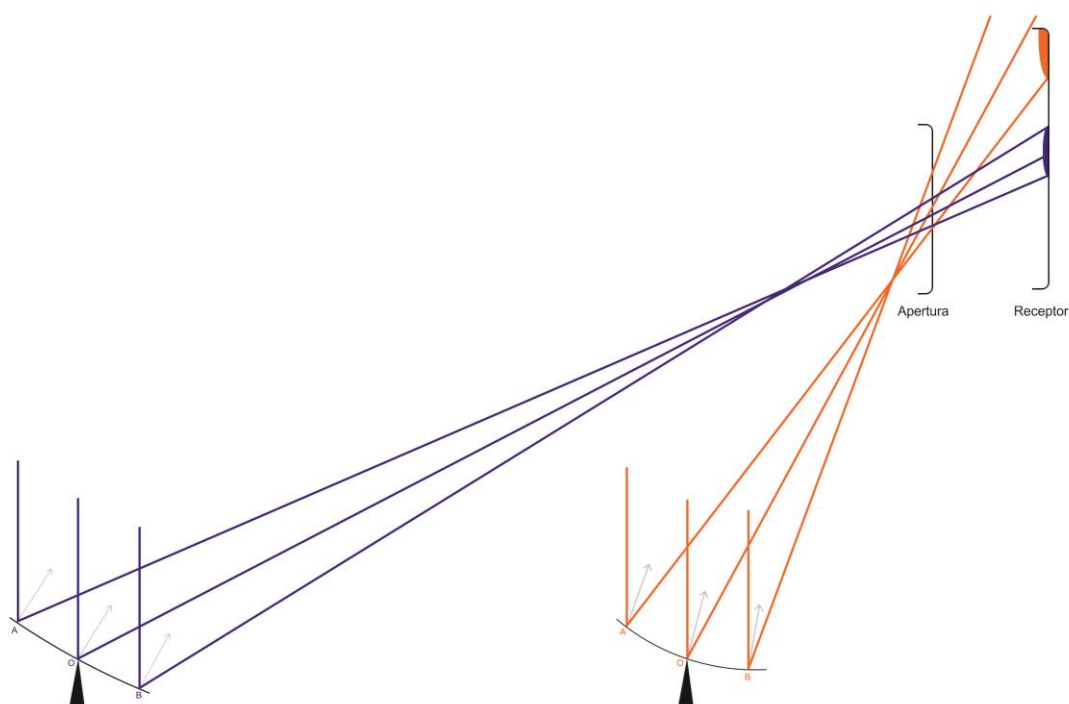


Figura A.3 Ilustración del reducido factor de forma o de visión de un heliostatos en la primera fila frente a un heliostato más alejado de la torre

Como hemos podido ver a lo largo de esta tesis, se ha elegido a modo de día tipo para algunas de las simulaciones, el día juliano 81 a las 12 horas. Este día es habitualmente empleado como día de diseño para una planta solar termoeléctrica y se caracteriza por que el Sol, presenta ese día y a esa hora un azimut 0° , es decir, se encuentra a las 12 horas, situado exactamente al sur, con una elevación 52.57° sobre el horizonte.

A continuación en la figura A.4 se ilustra dicha posición.

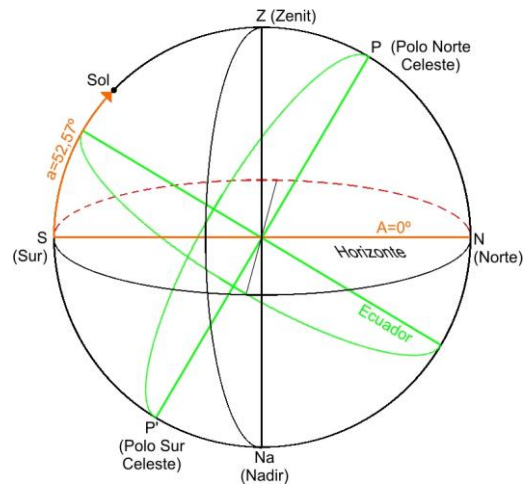


Figura A.4 Posición del sol en la esfera celeste para el día 81 a las 12.00 horas

Anexo B. Mapas de flujo de heliostatos con facetas planas y esféricas

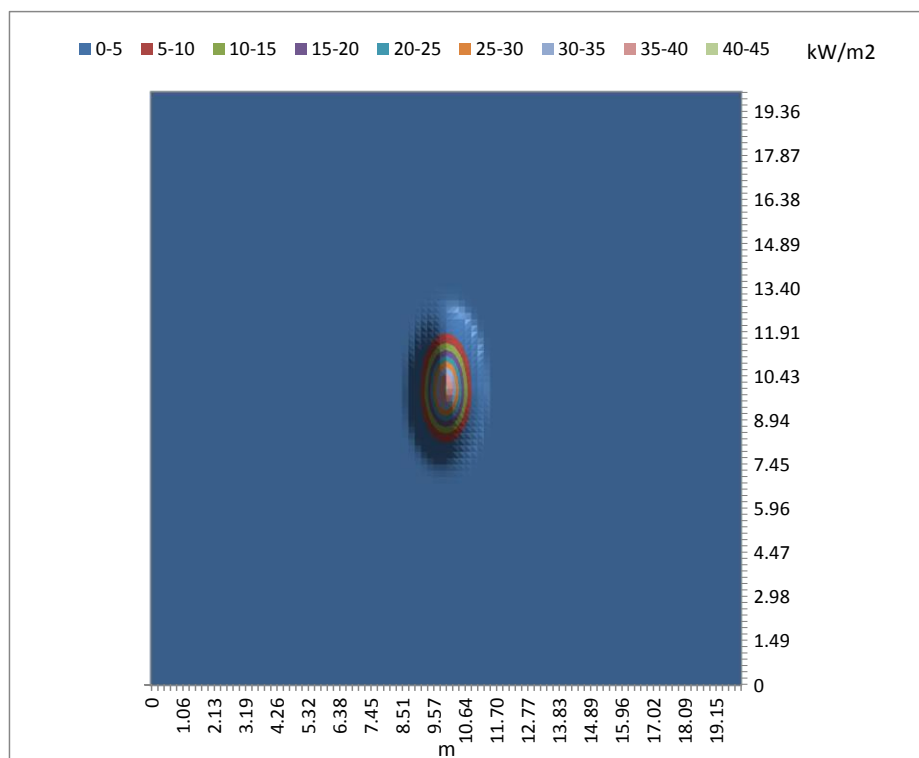


Figura B.1 Mapa de flujo del heliostato 1 con facetas esféricas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana

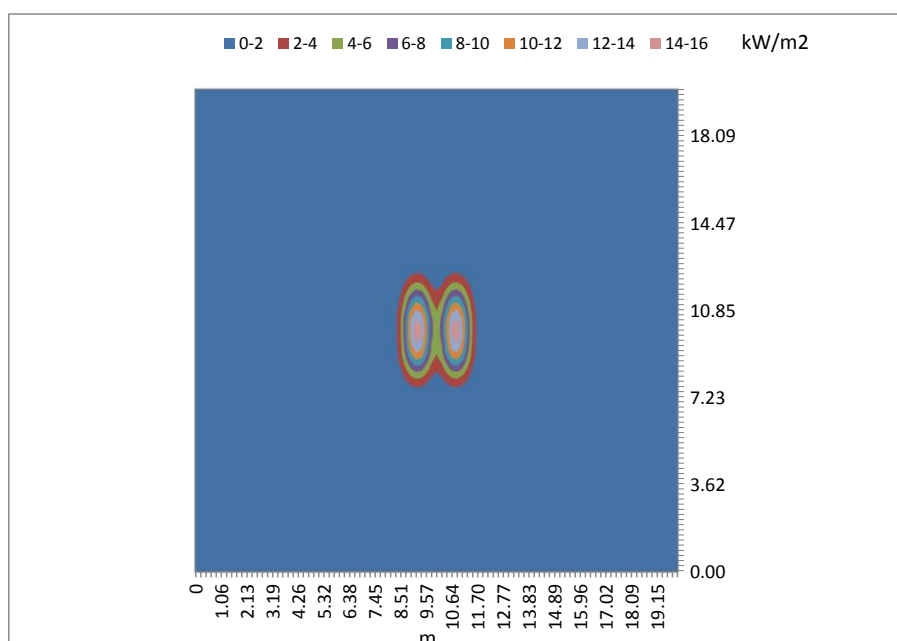


Figura B.2 Mapa de flujo del heliostato 1 con facetas planas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana

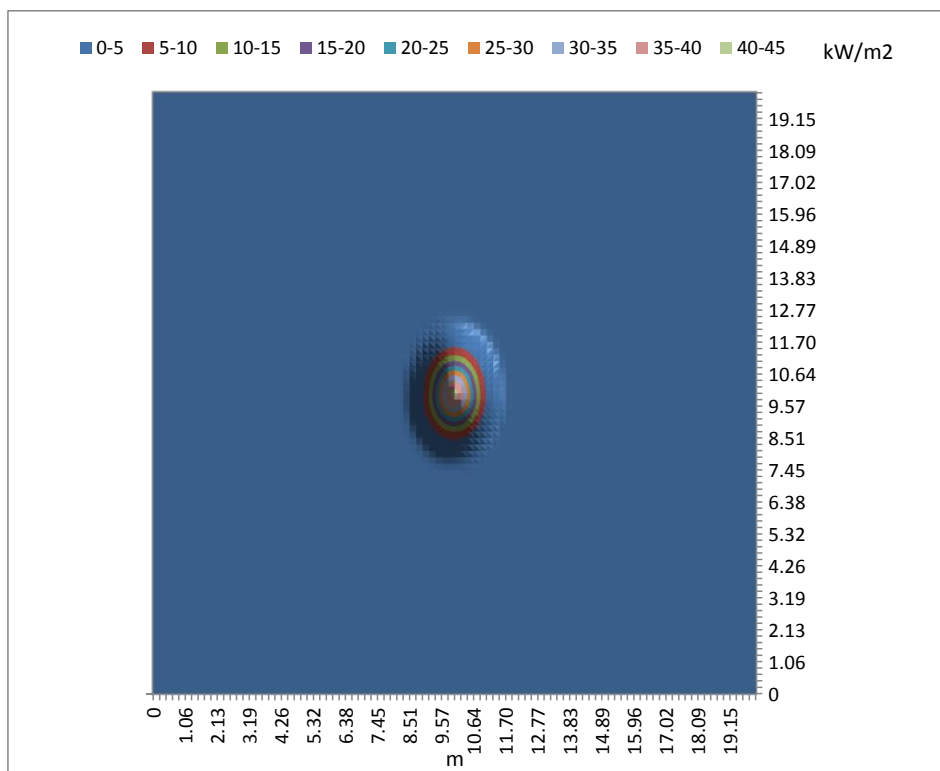


Figura B.3 Mapa de flujo del heliostato 2 con facetas esféricas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana

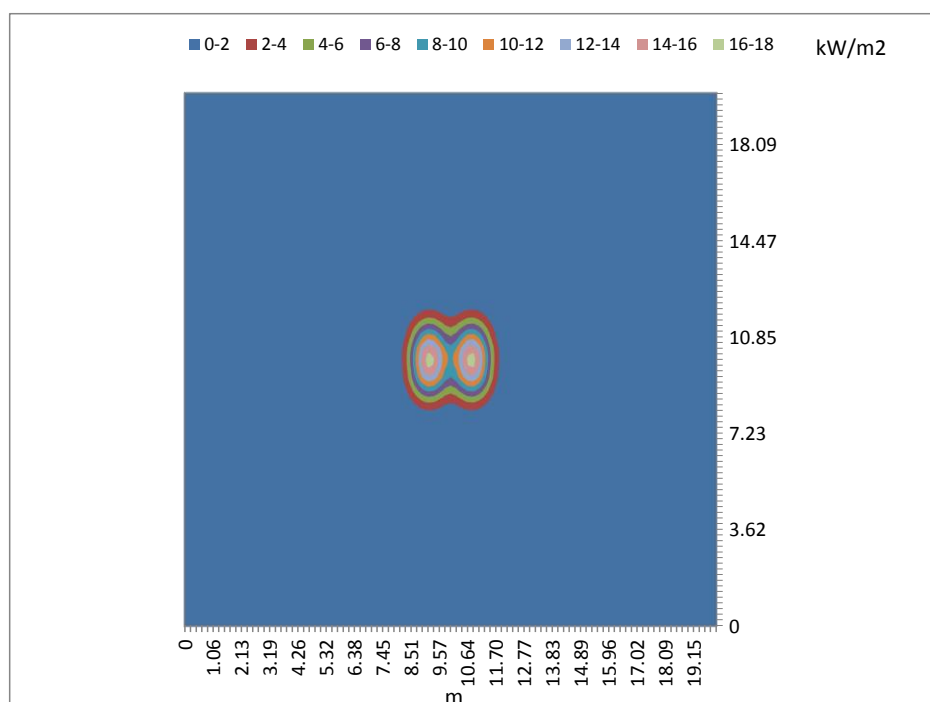


Figura B.4 Mapa de flujo del heliostato 2 con facetas planas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana

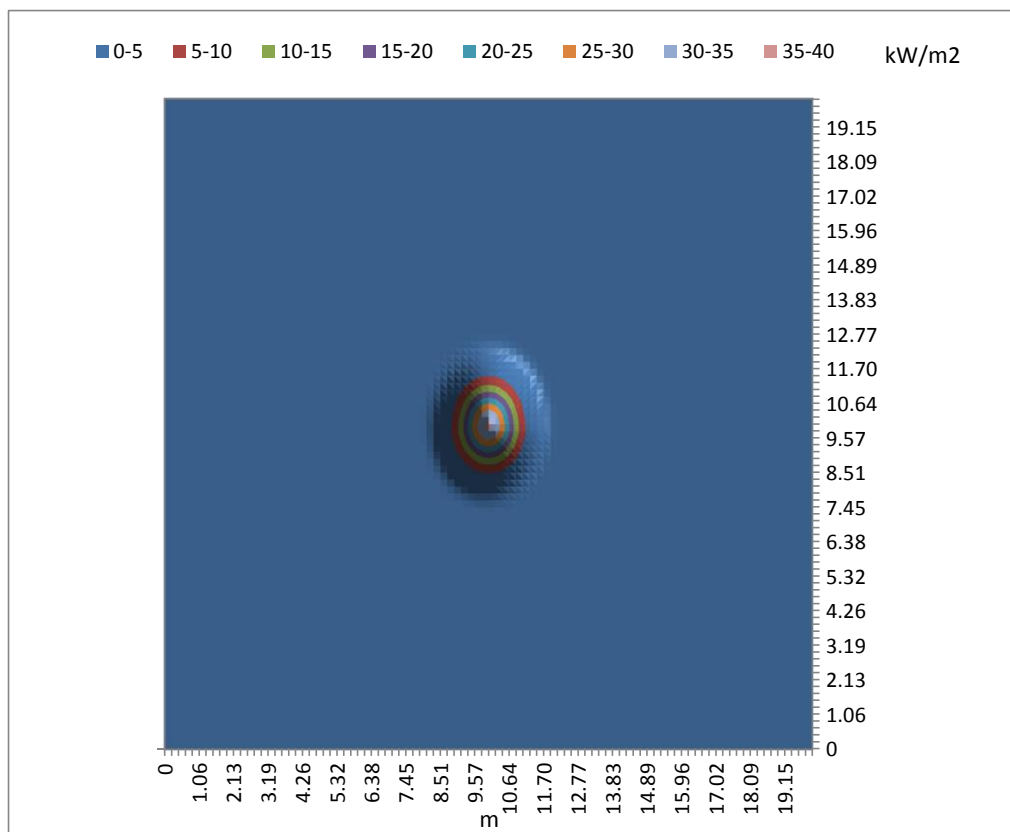


Figura B.5 Mapa de flujo del heliostato 3 con facetas esféricas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana

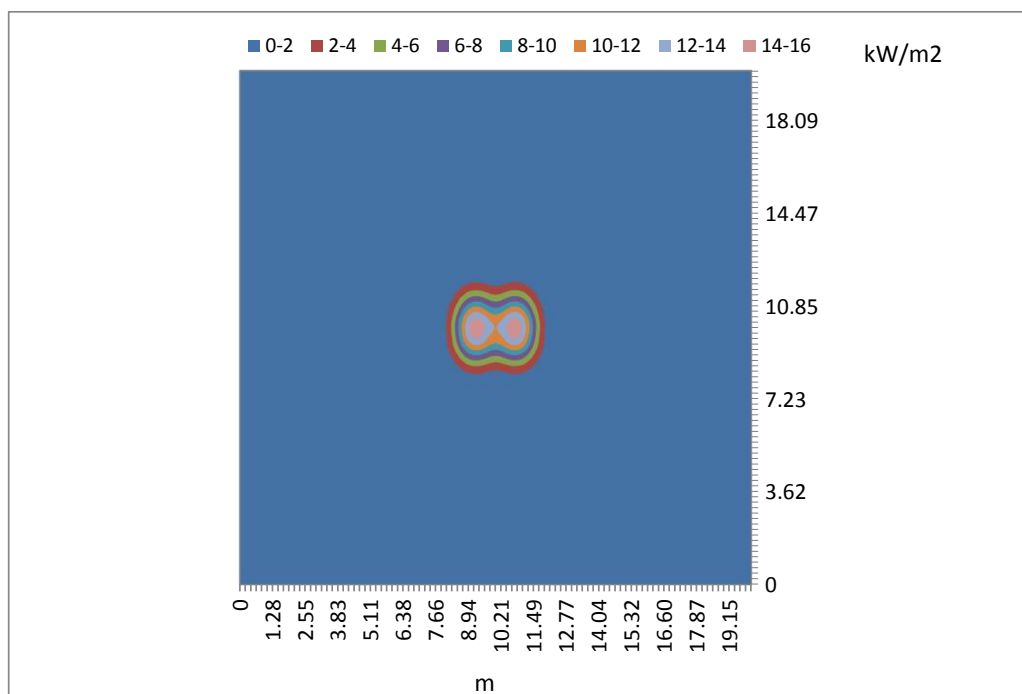


Figura B.6 Mapa de flujo del heliostato 3 con facetas planas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana

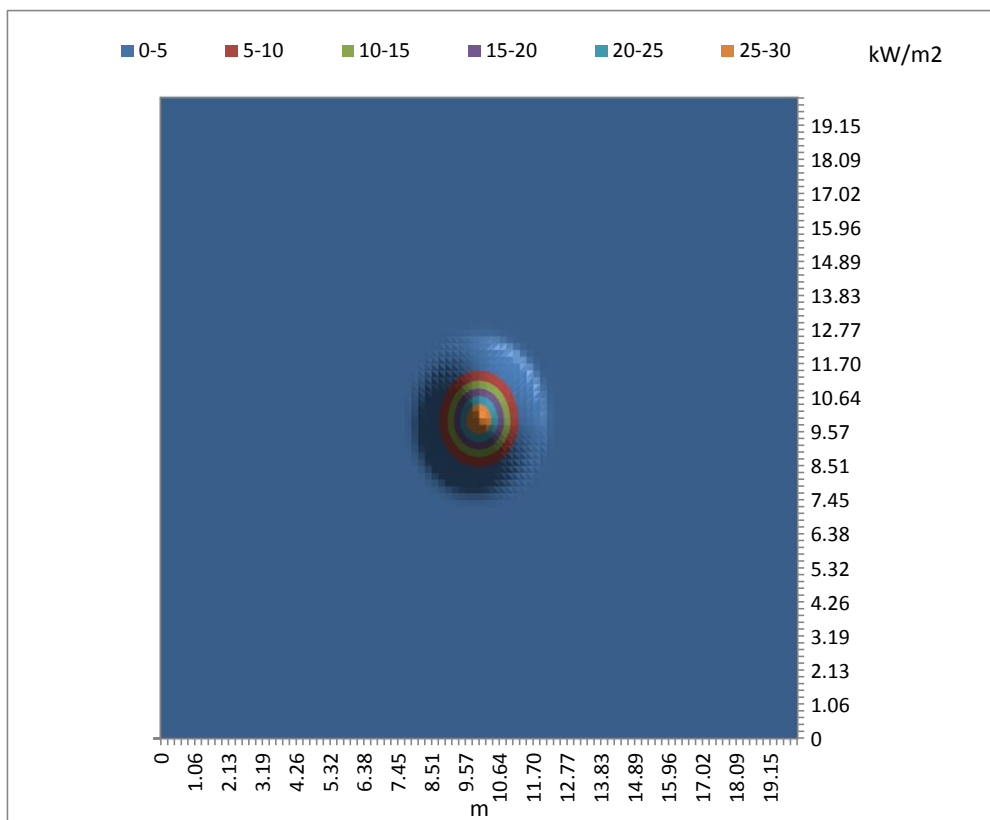


Figura B.7 Mapa de flujo del heliostato 4 con facetas esféricas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana

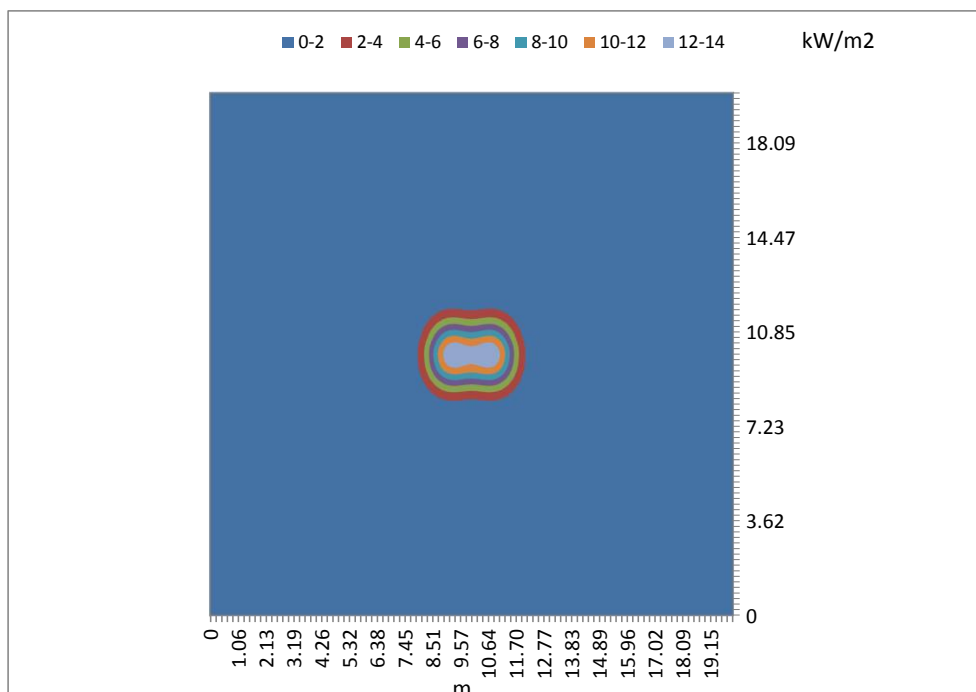


Figura B.8 Mapa de flujo del heliostato 4 con facetas planas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana

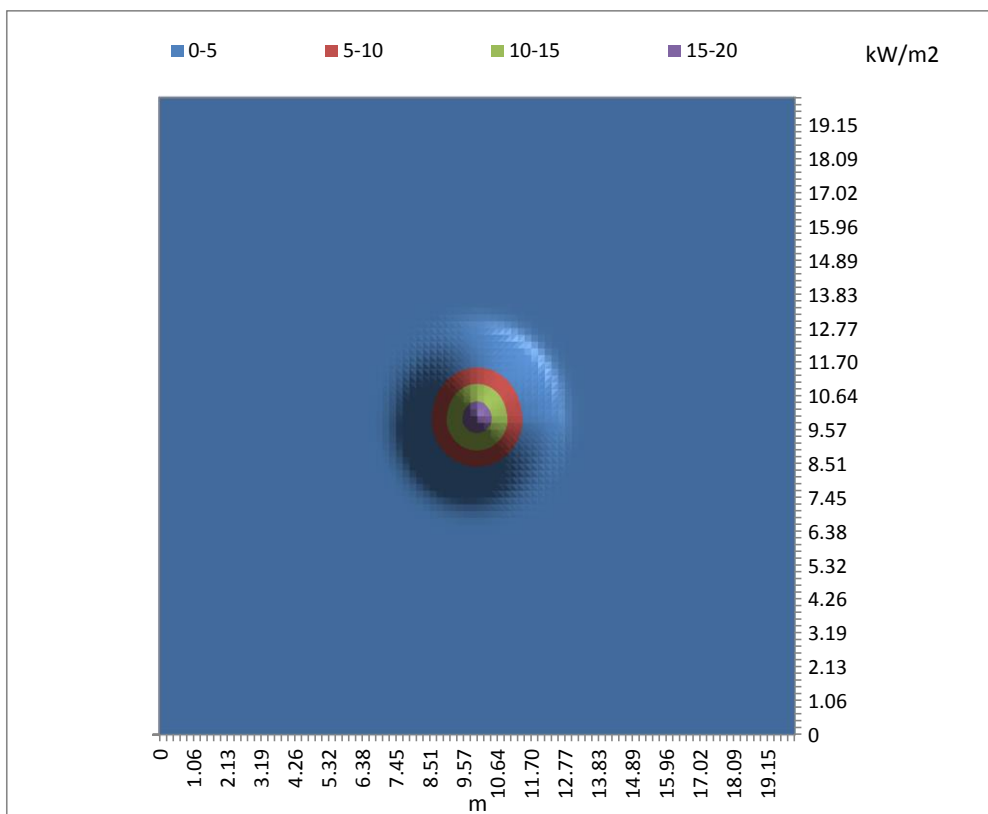


Figura B.9 Mapa de flujo del heliostato 5 con facetas esféricas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana

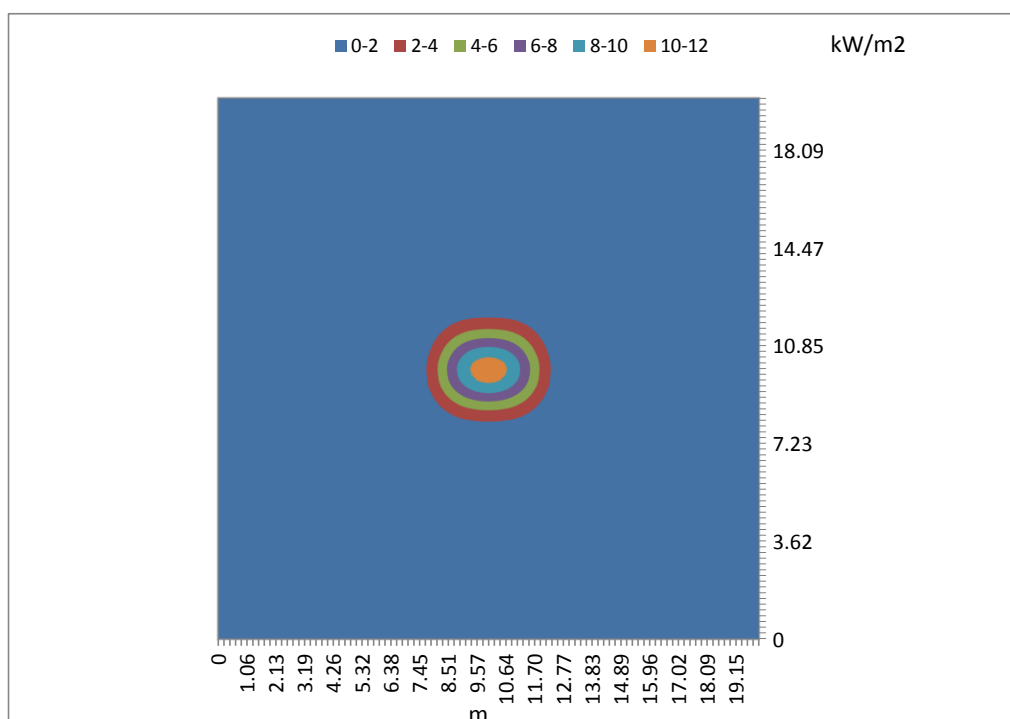


Figura B.10 Mapa de flujo del heliostato 5 con facetas planas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana

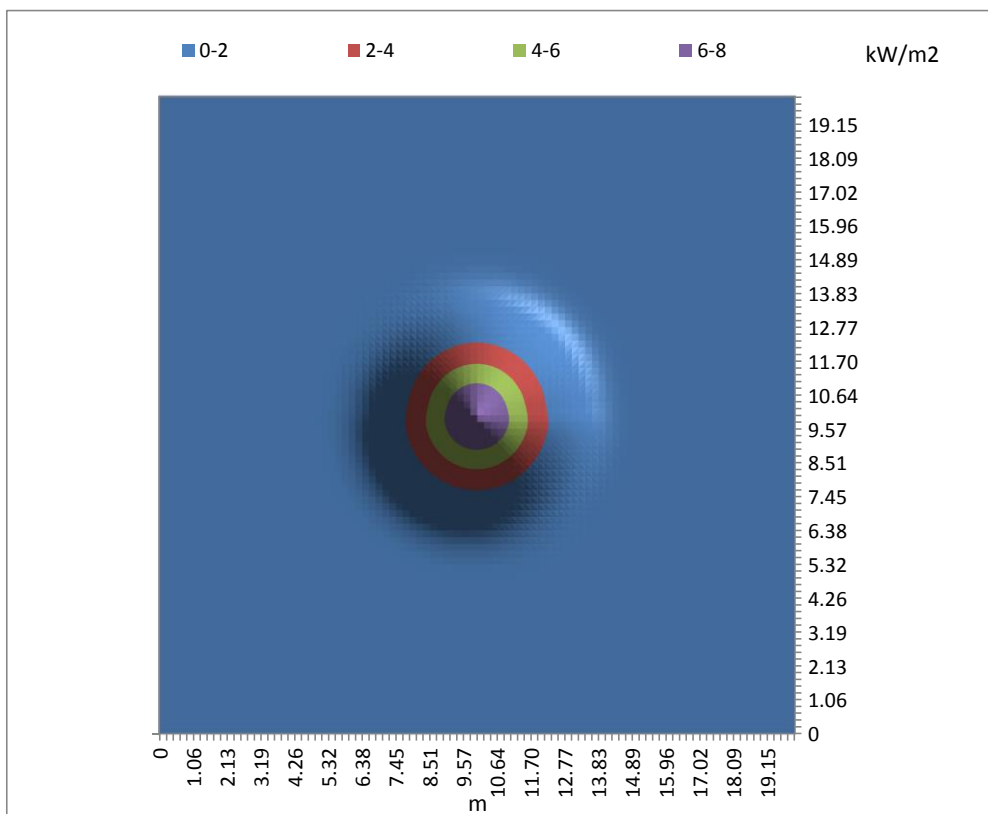


Figura B.11 Mapa de flujo del heliostato 6 con facetas esféricas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana

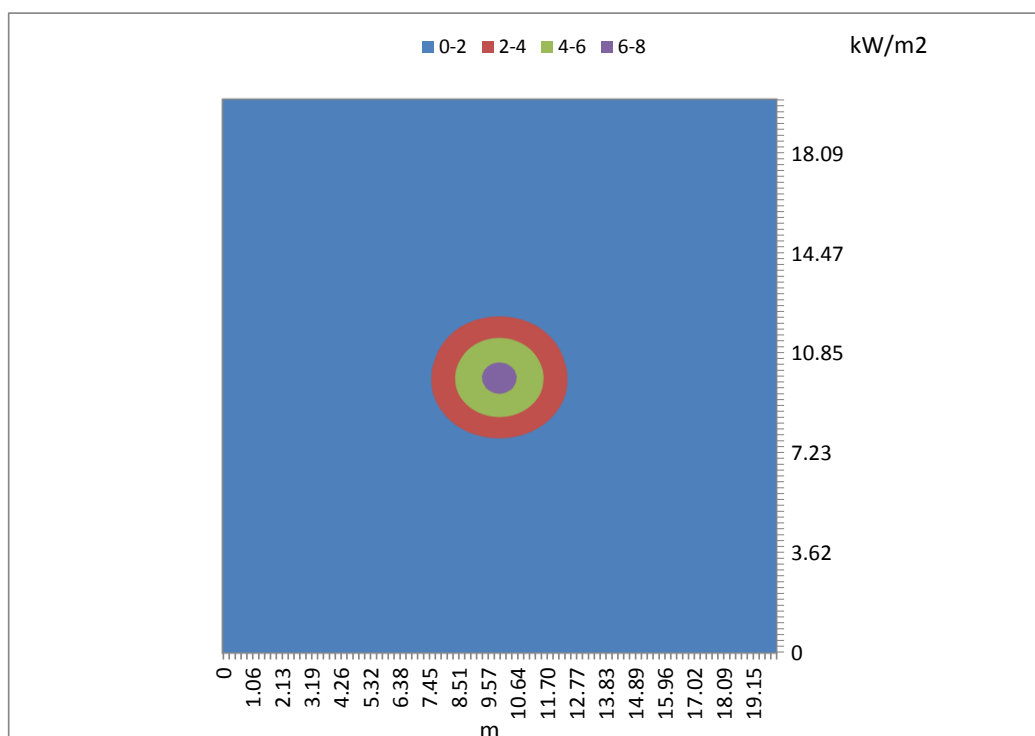


Figura B.12 Mapa de flujo del heliostato 6 con facetas planas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana

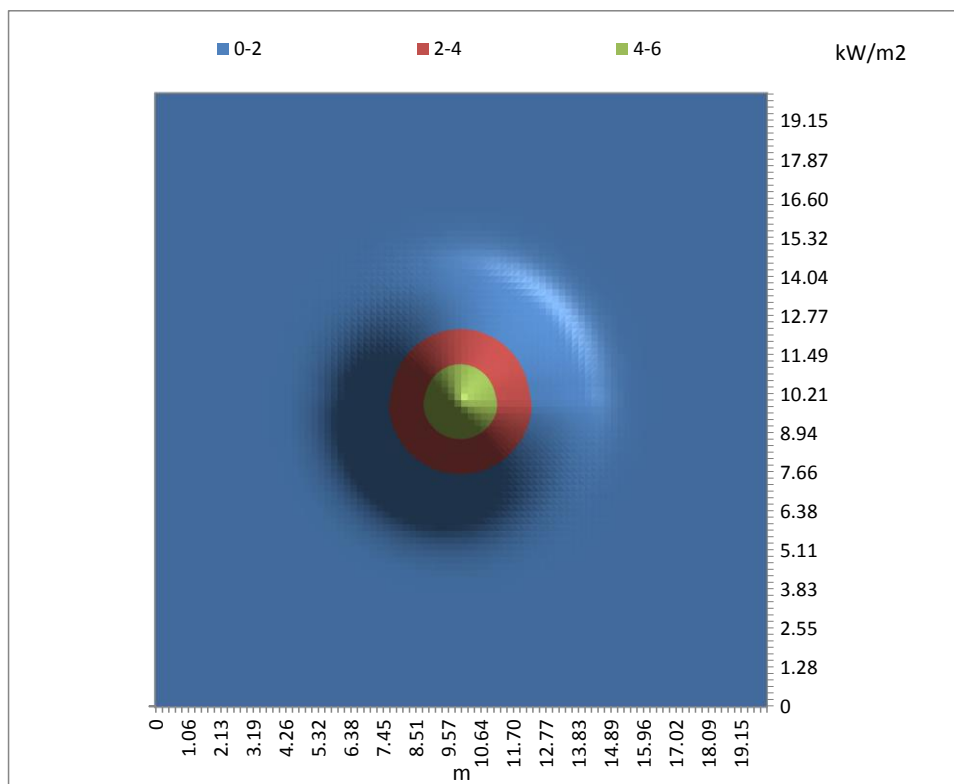


Figura B.13 Mapa de flujo del heliostato 7 con facetas esféricas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana

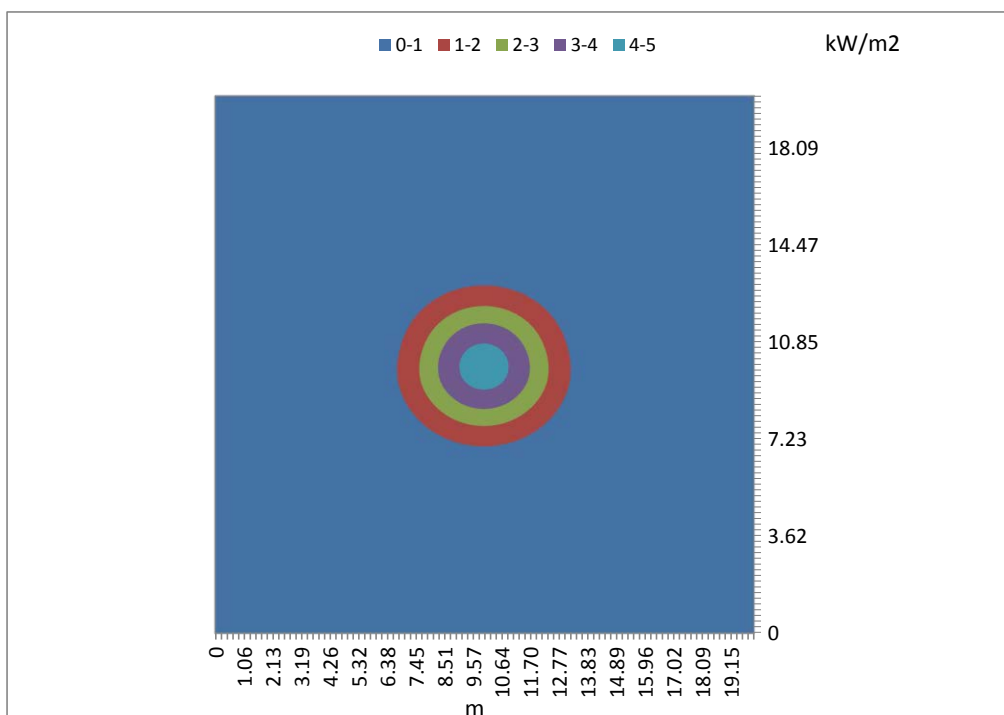


Figura B.14 Mapa de flujo del heliostato 7 con facetas planas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana

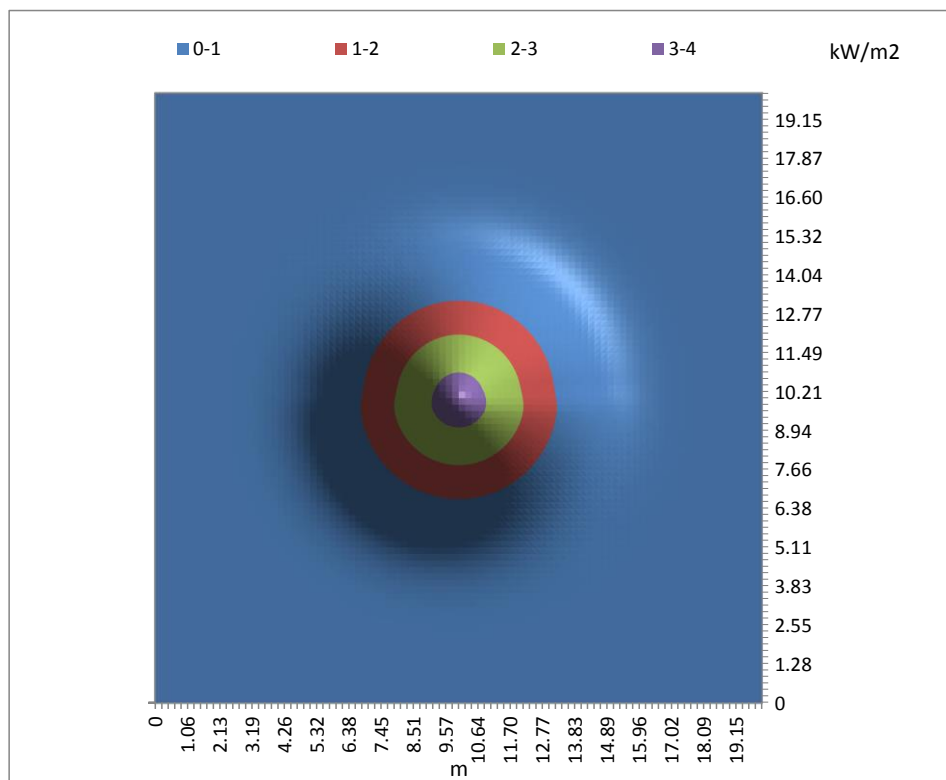


Figura B.15 Mapa de flujo del heliostato 8 con facetas esféricas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana

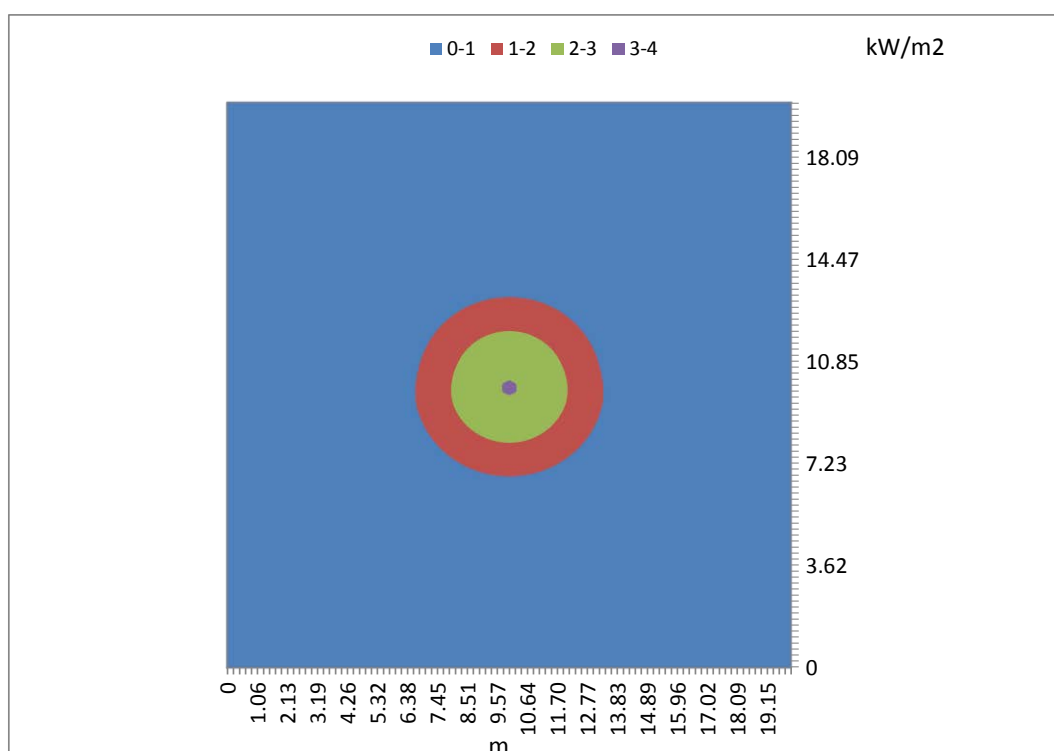


Figura B.16 Mapa de flujo del heliostato 8 con facetas planas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana

Anexo C. Mapas de flujo y gráficos para PS10

A continuación se incluyen los mapas de flujo correspondientes a la fila 15 y 31 de PS10, el día 74 a las 10 y 12 horas para facetas planas y esféricas.

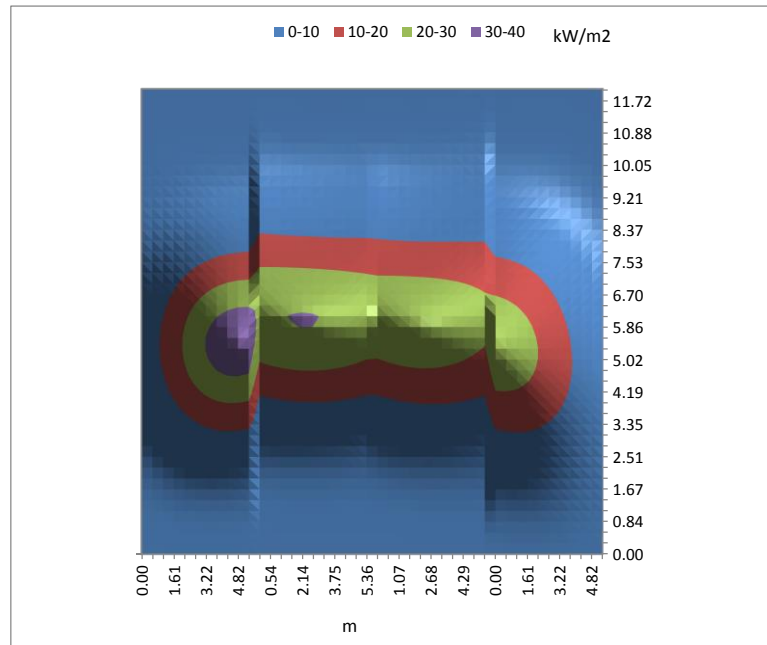


Figura C.1 Mapa de flujo para la fila 15 de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas planas, el día 74 a las 10 horas

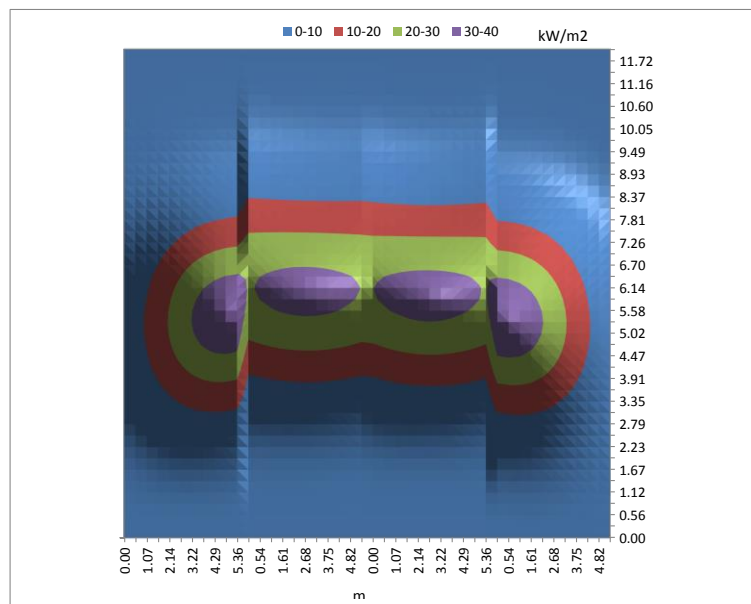


Figura C.2 Mapa de flujo para la fila 15 de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas planas, el día 74 a las 12 horas

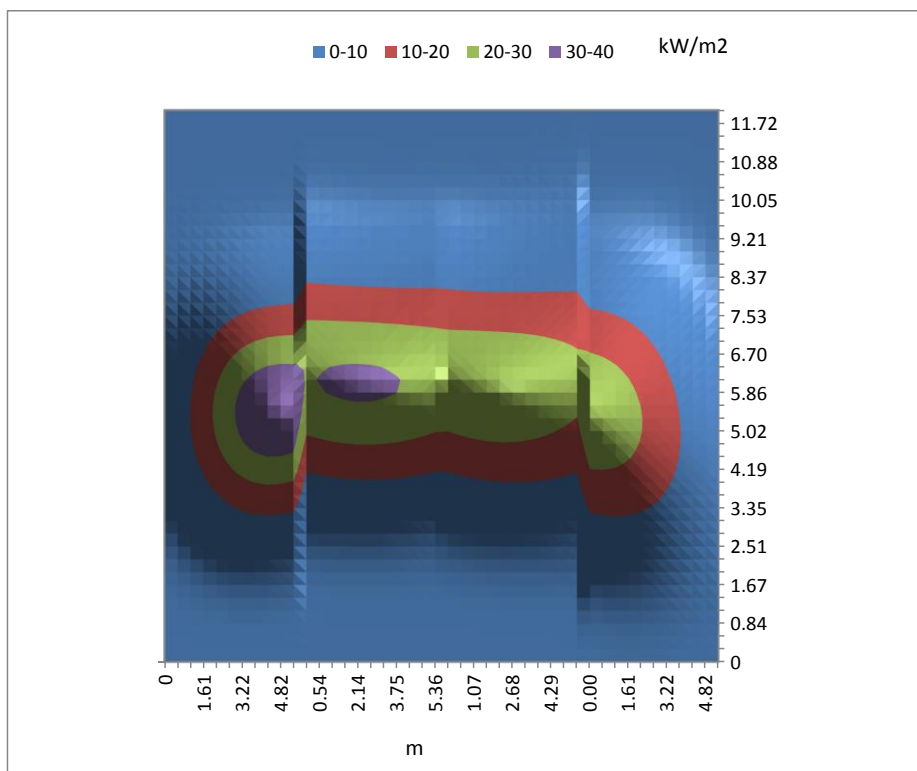


Figura C.3 Mapa de flujo para la fila 15 de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas esféricas, el día 74 a las 10 horas

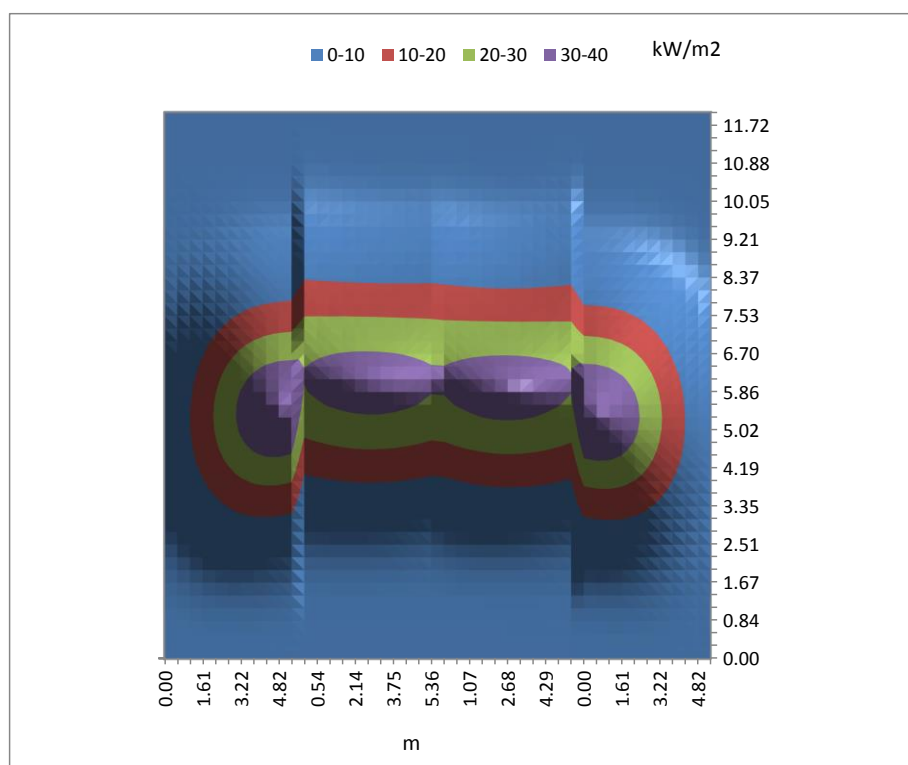


Figura C.4 Mapa de flujo para la fila 15 de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas esféricas, el día 74 a las 12 horas

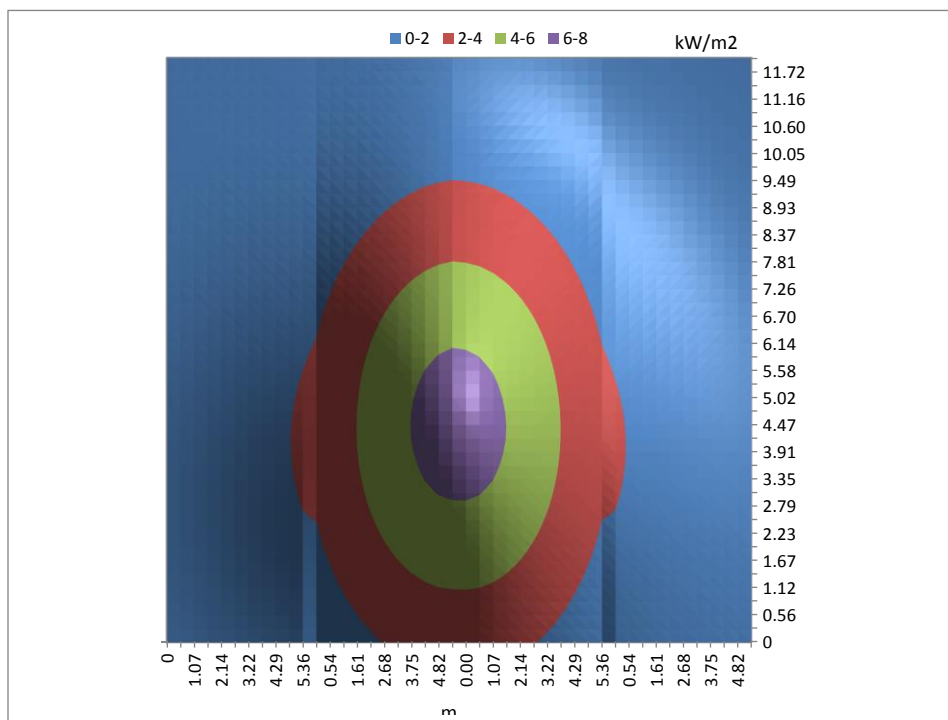


Figura C.5 Mapa de flujo para la fila 31 de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas planas, el día 74 a las 10 horas

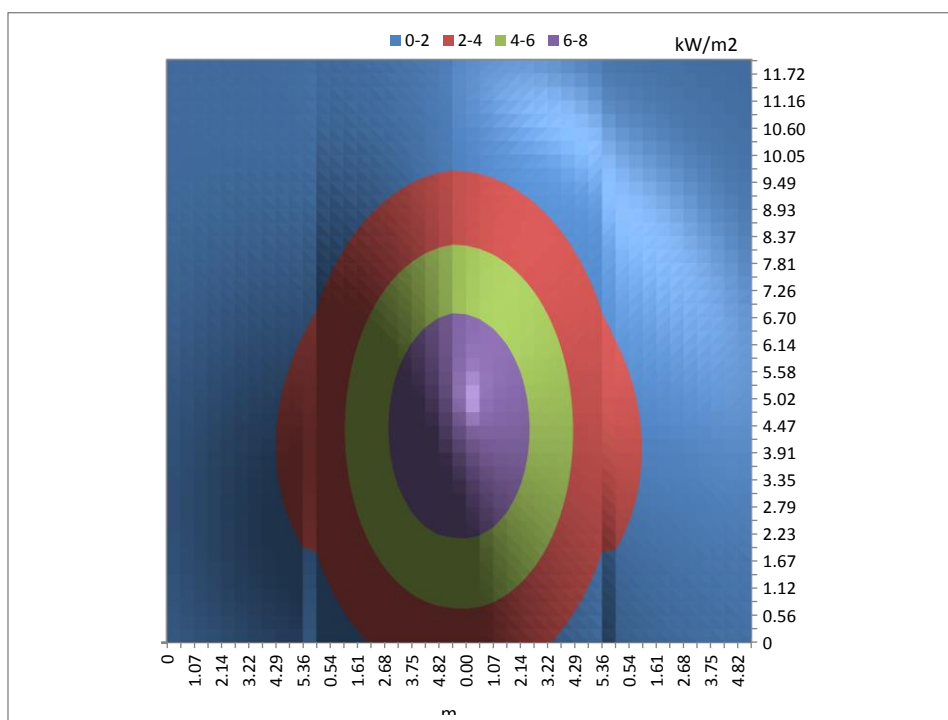


Figura C.6 Mapa de flujo para la fila 31 de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas planas, el día 74 a las 12 horas

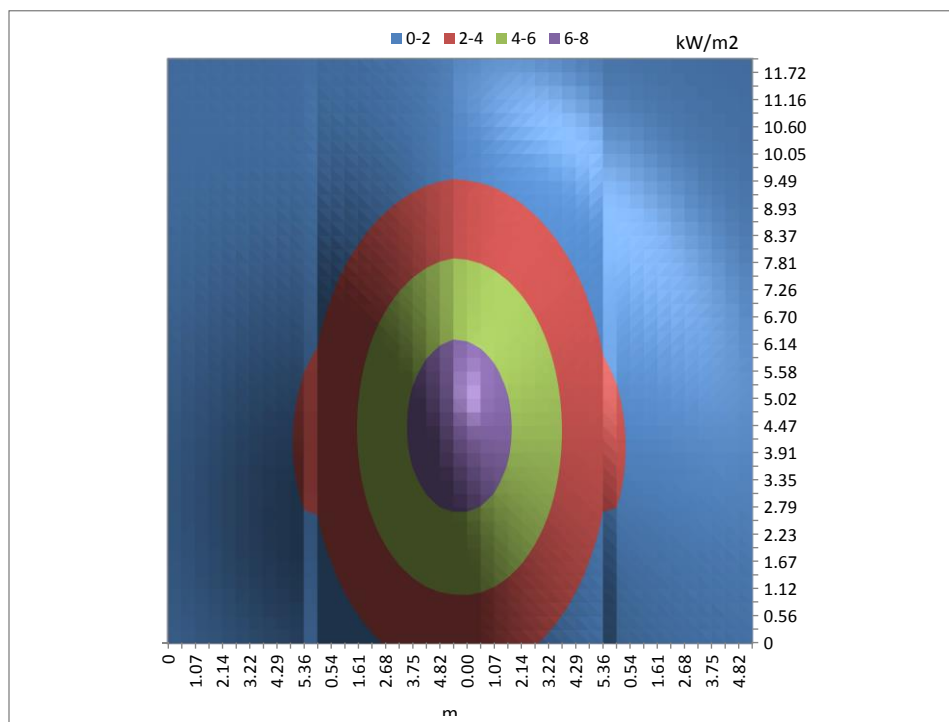


Figura C.7 Mapa de flujo para la fila 31 de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas esféricas, el día 74 a las 10 horas

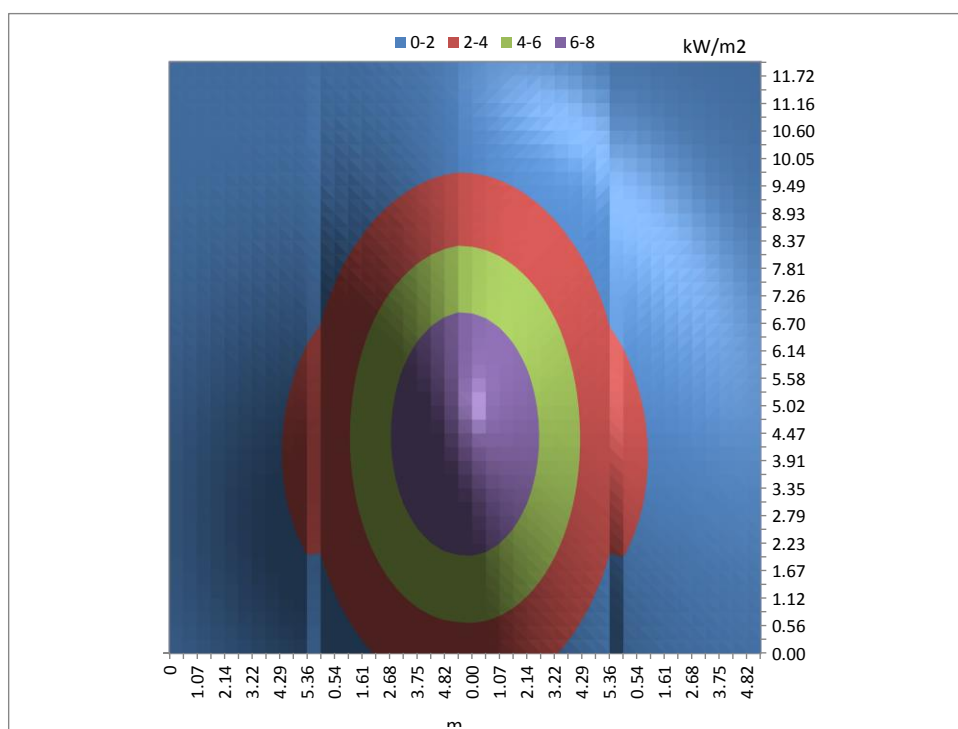


Figura C.8 Mapa de flujo para la fila 31 de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas esféricas, el día 74 a las 12 horas

A continuación se incluyen los gráficos correspondientes a la potencia total promedio, el factor desbordamiento promedio y la densidad de potencia pico promedio para cada una de las filas del campo de heliostatos PS10 para facetas planas y esféricas, y ecuaciones de parametrización expresadas en la propia gráficas.

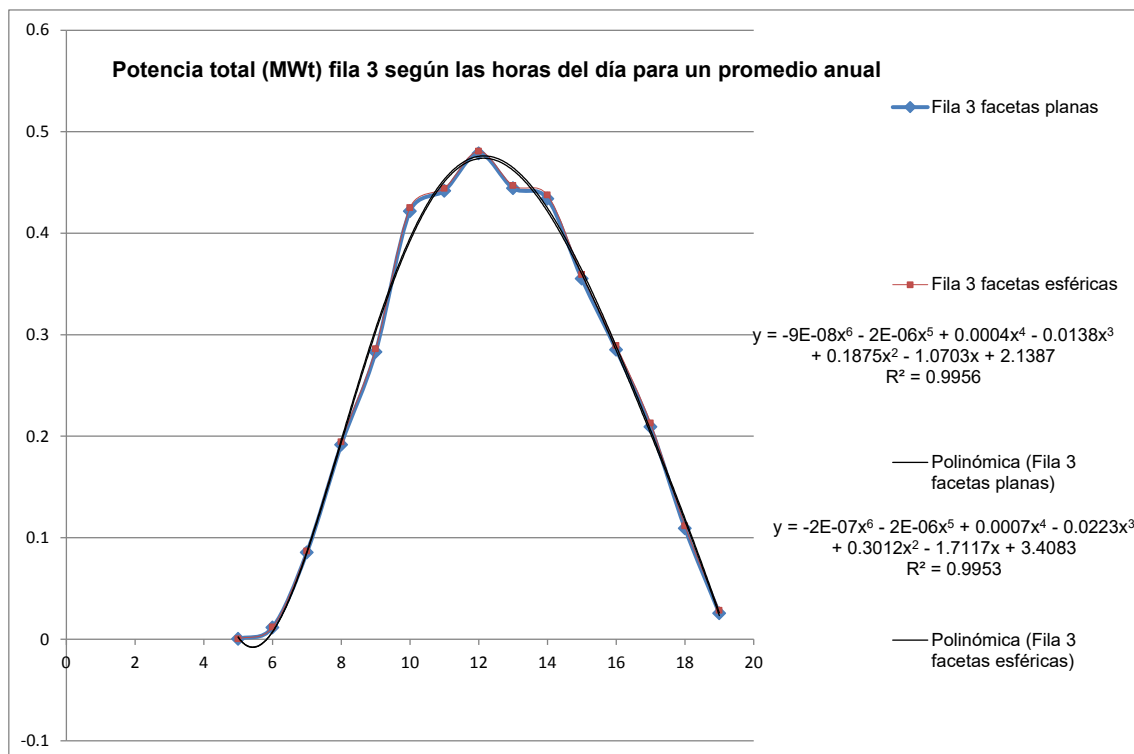


Figura C.9 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila 3 (facetas esféricas y planas)

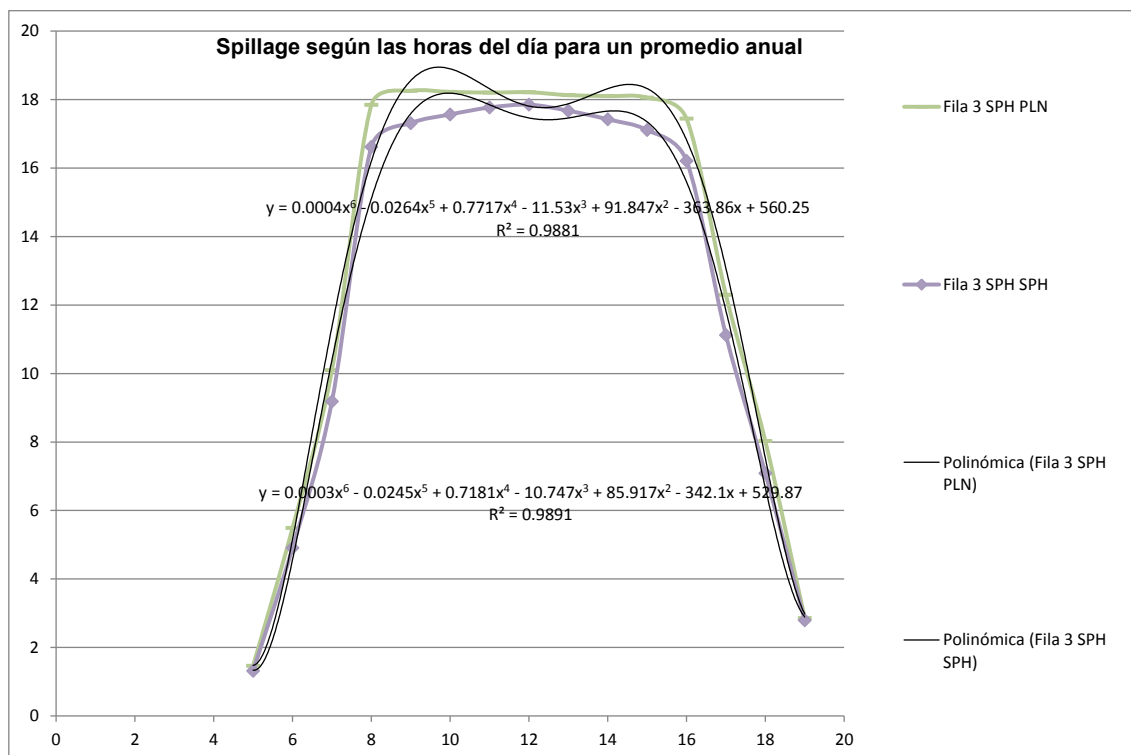


Figura C.10 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 3 (facetas esféricas y planas)

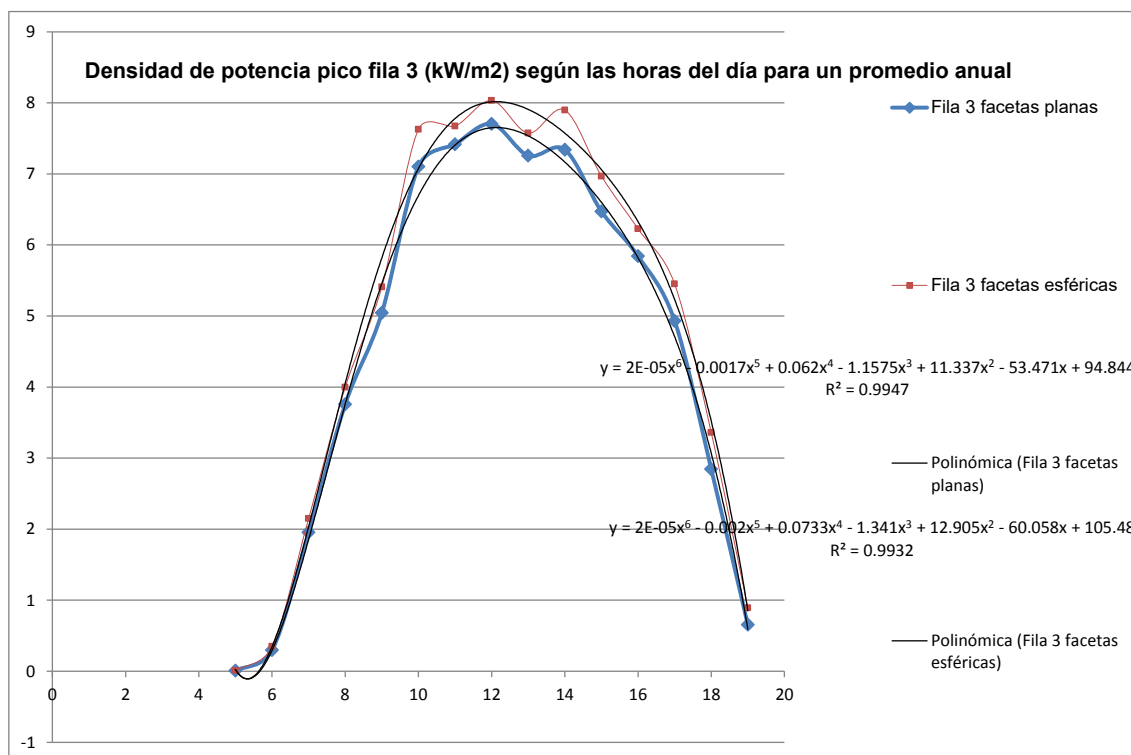


Figura C.11 Densidad de potencia pico (kW/m²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 3 (facetas esféricas y planas)

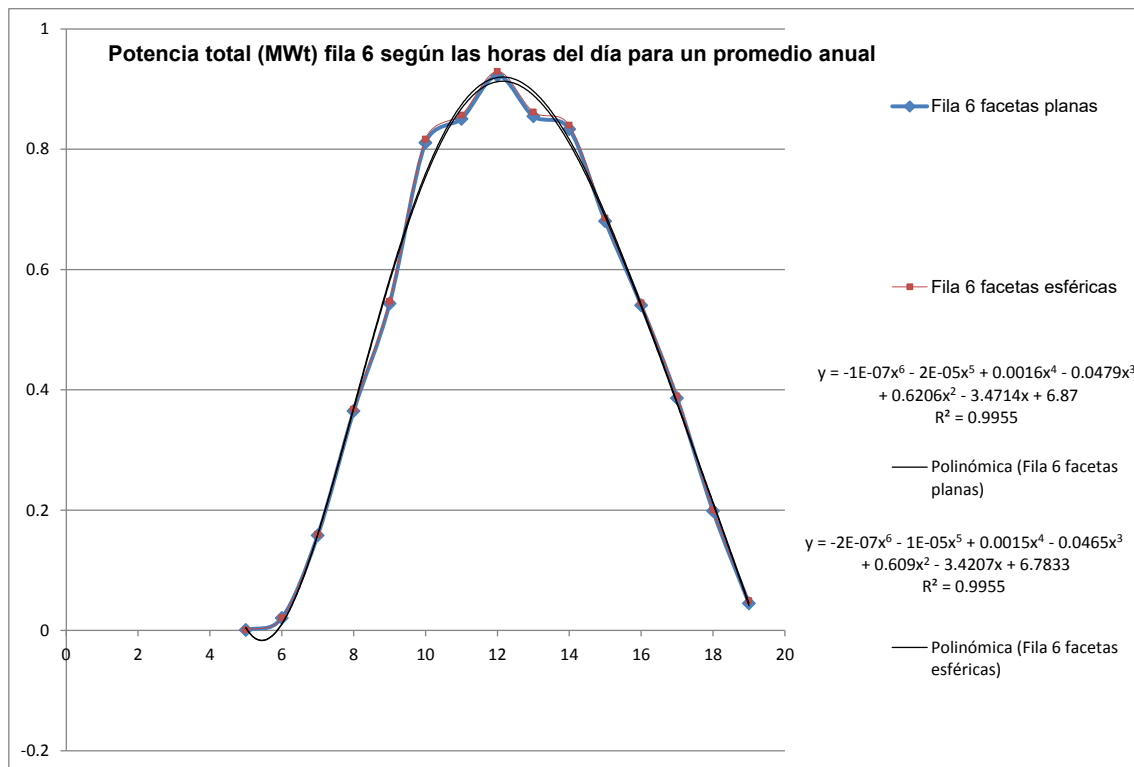


Figura C.12 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila 6 (facetas esféricas y planas)

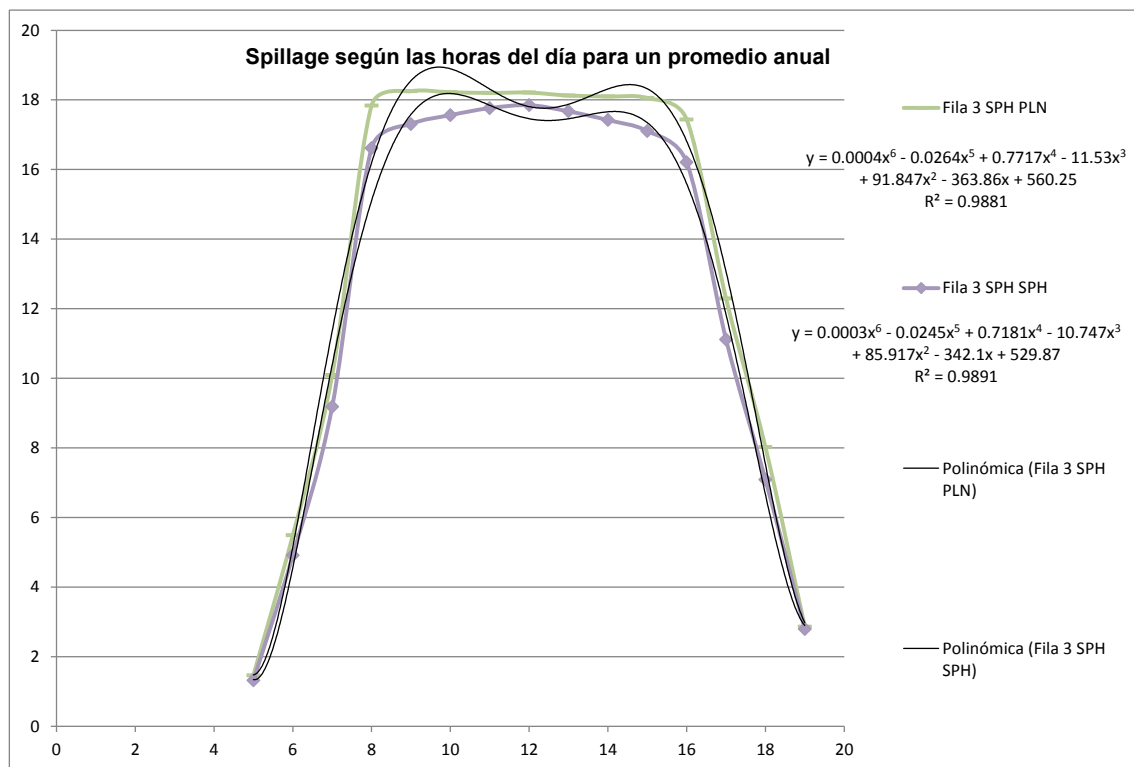


Figura C.13 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 6 (facetas esféricas y planas)

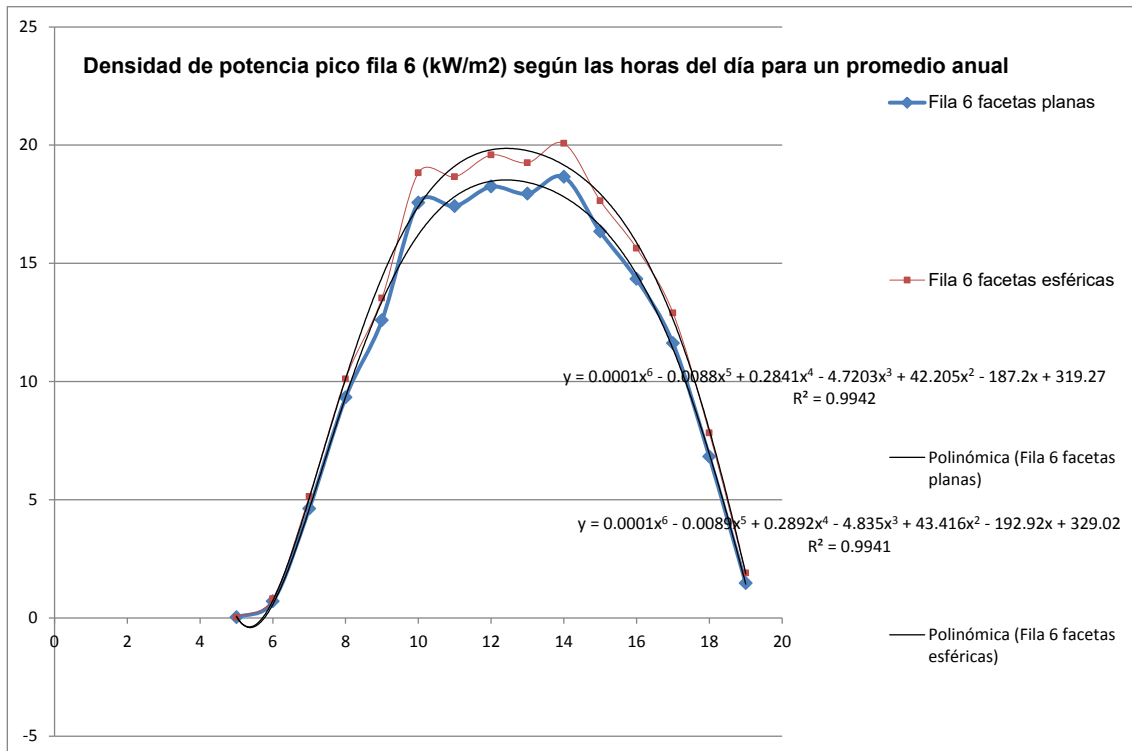


Figura C.14 Densidad de potencia pico (kW/m²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 6 (facetas esféricas y planas)

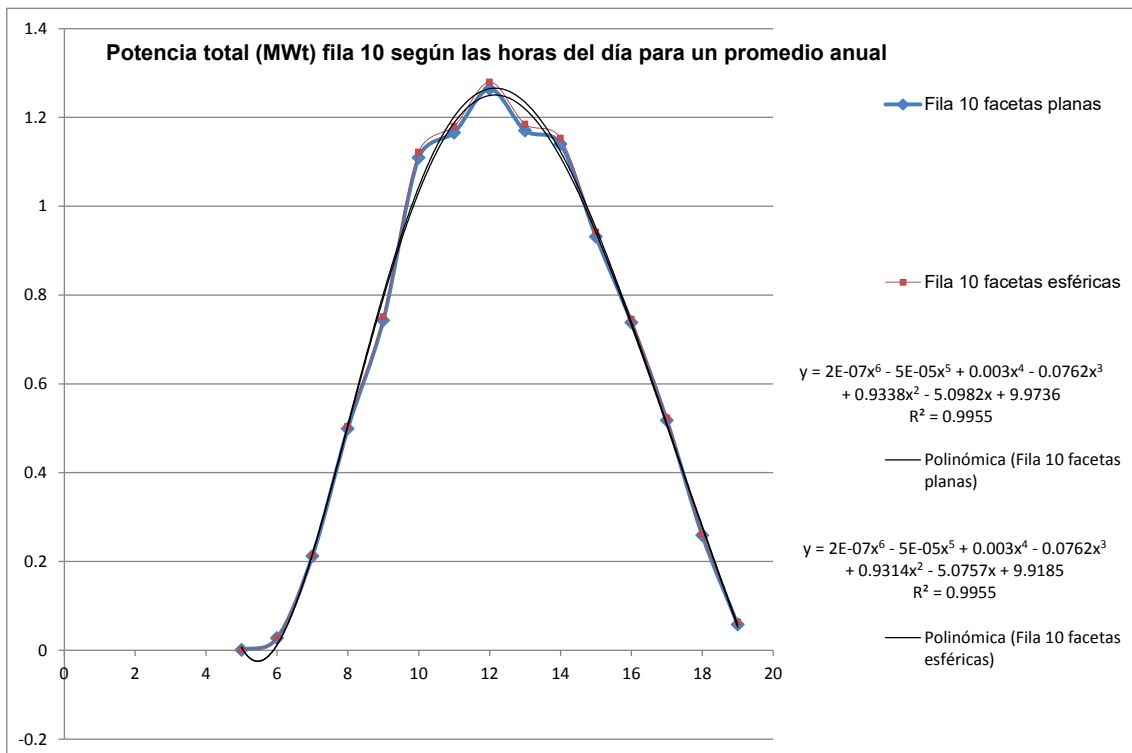


Figura C.15 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila 10 (facetas esféricas y planas)

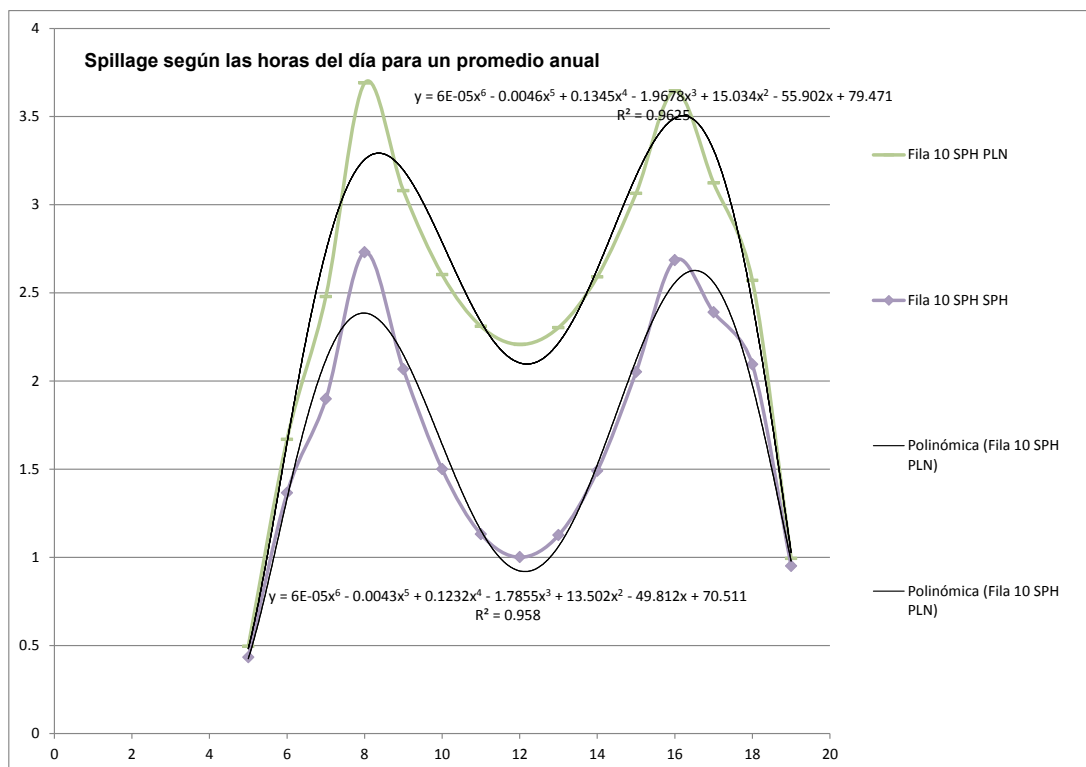


Figura C.16 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 10 (facetas esféricas y planas)

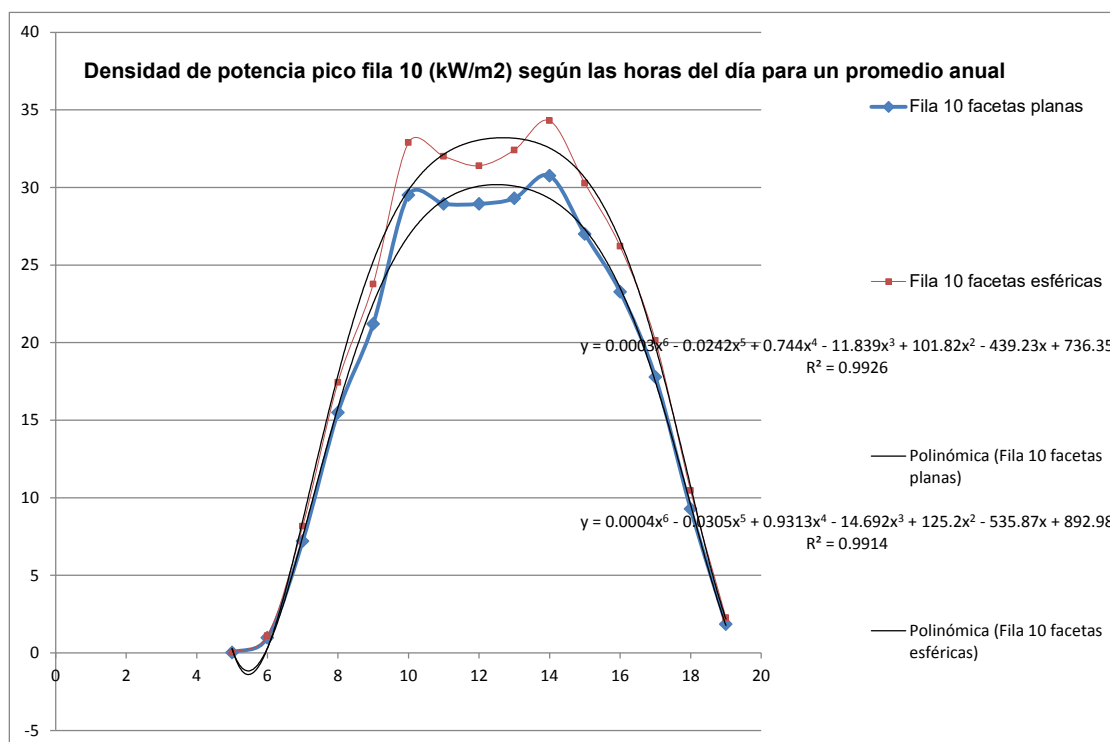


Figura C.17 Densidad de potencia pico (kW/m²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 10 (facetas esféricas y planas)

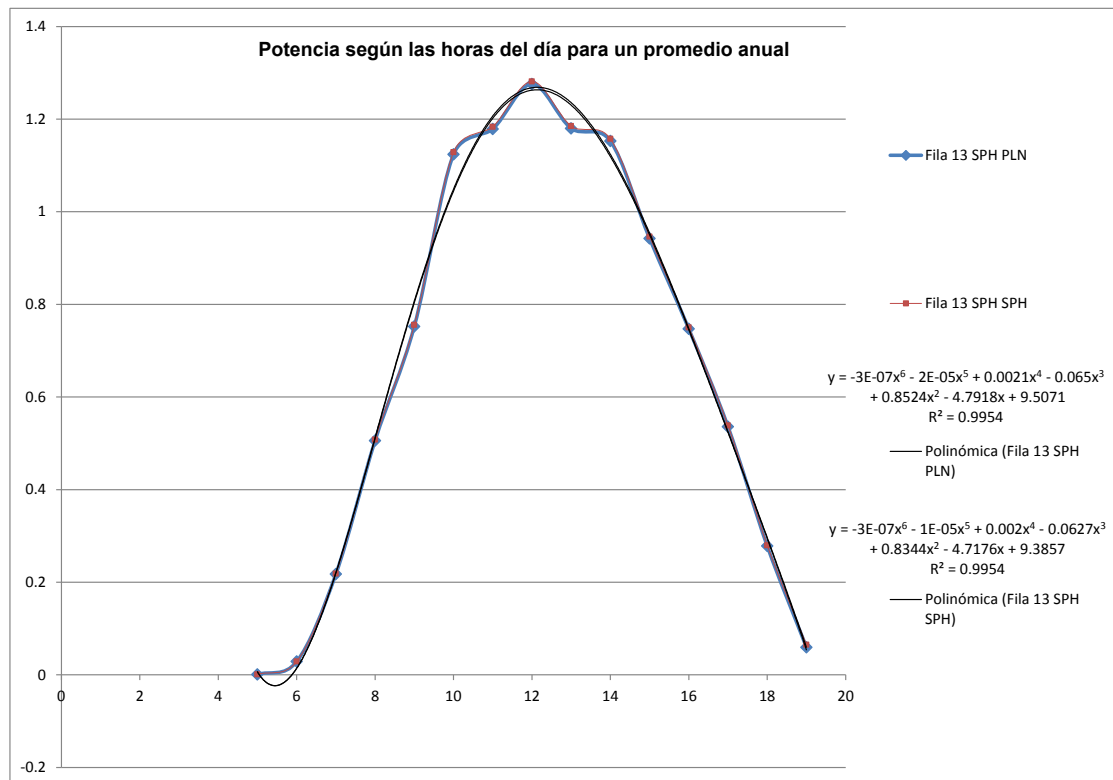


Figura C.18 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila 13 (facetas esféricas y planas)

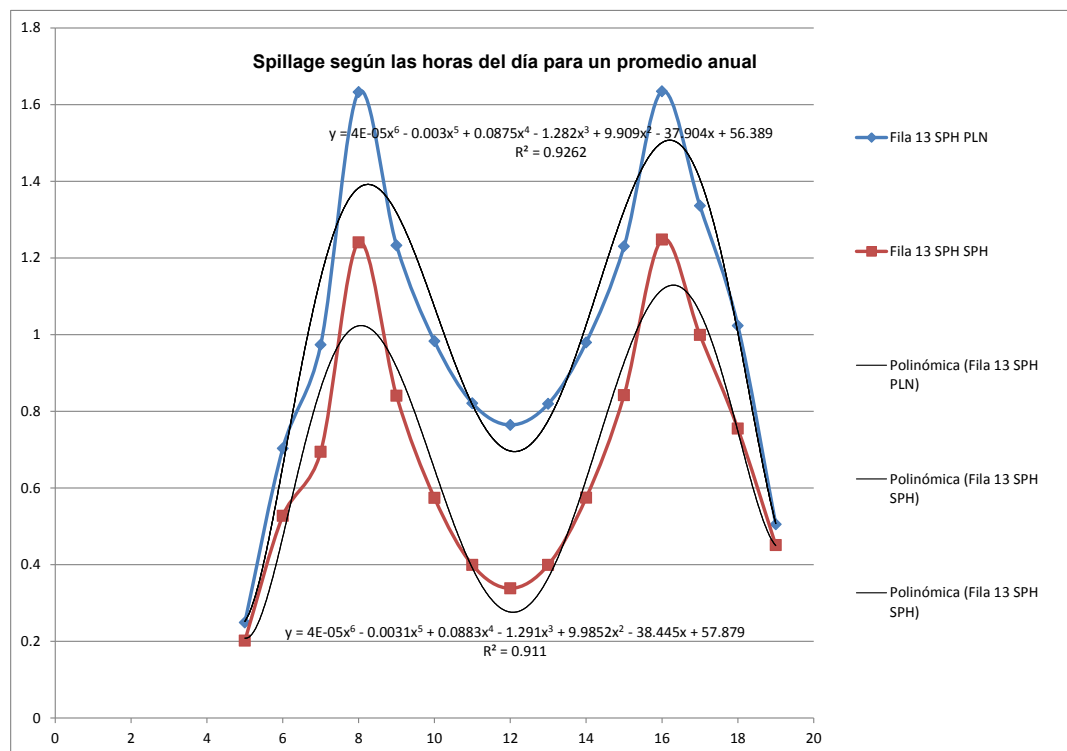


Figura C.19 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 13 (facetas esféricas y planas)

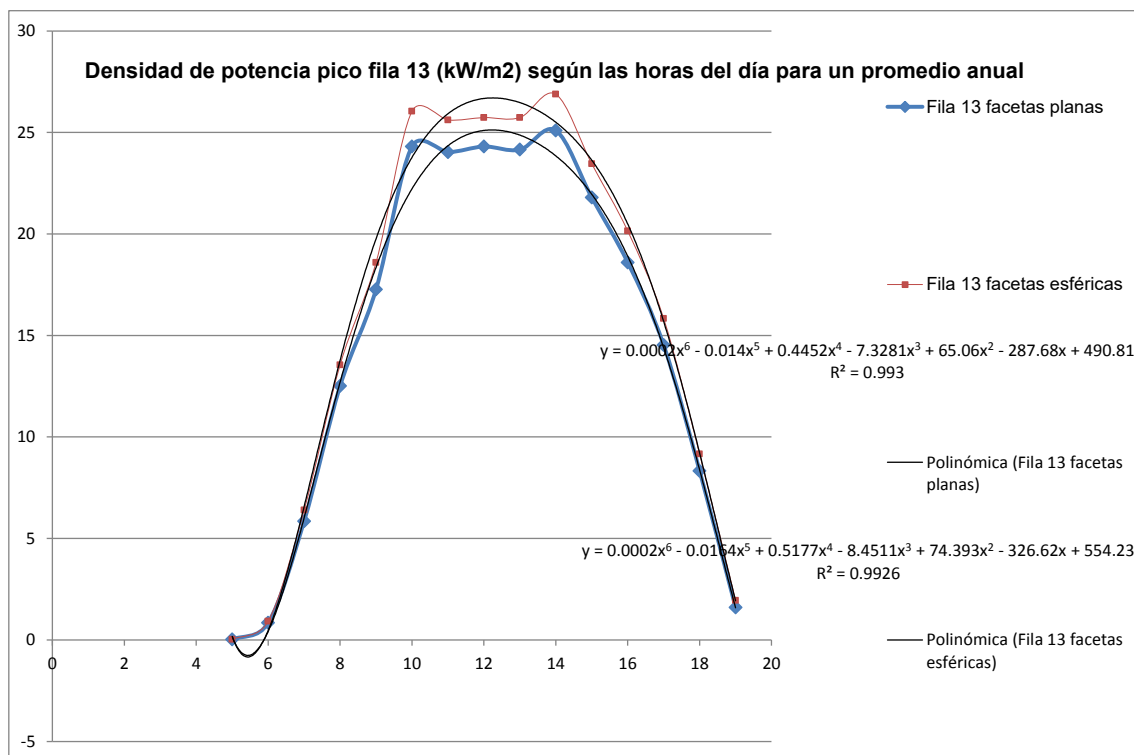


Figura C.20 Densidad de potencia pico (kW/m²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 13 (facetas esféricas y planas)

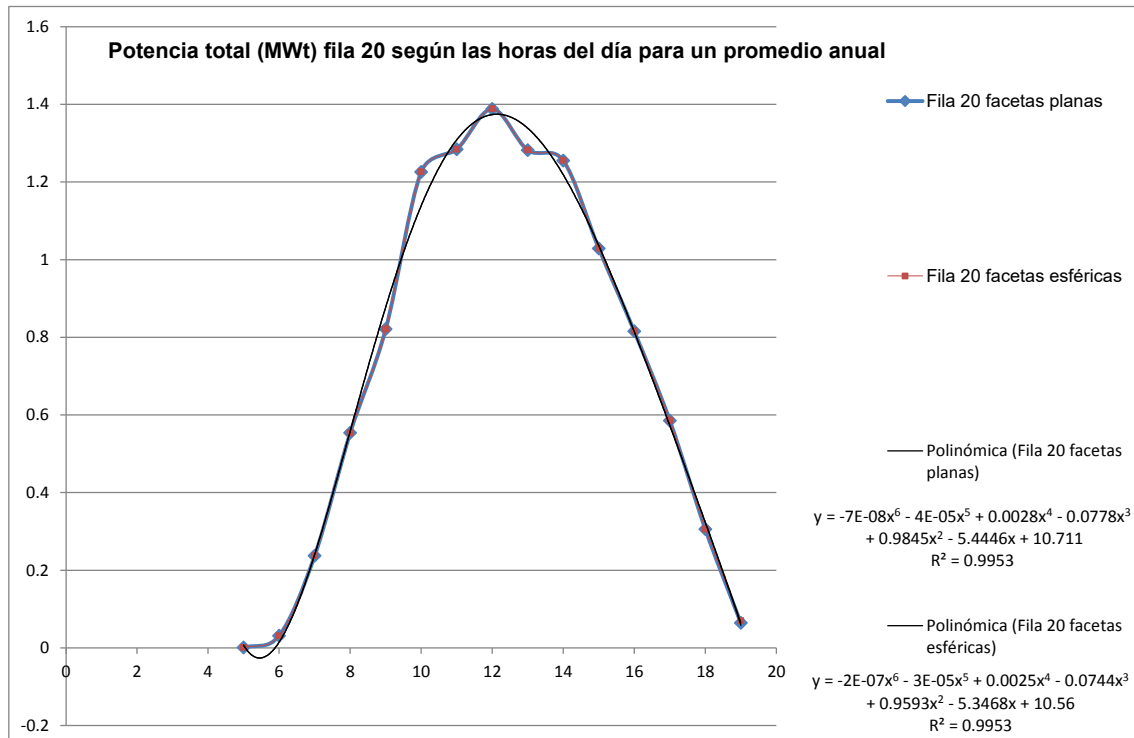


Figura C.21 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila 20 (facetas esféricas y planas)

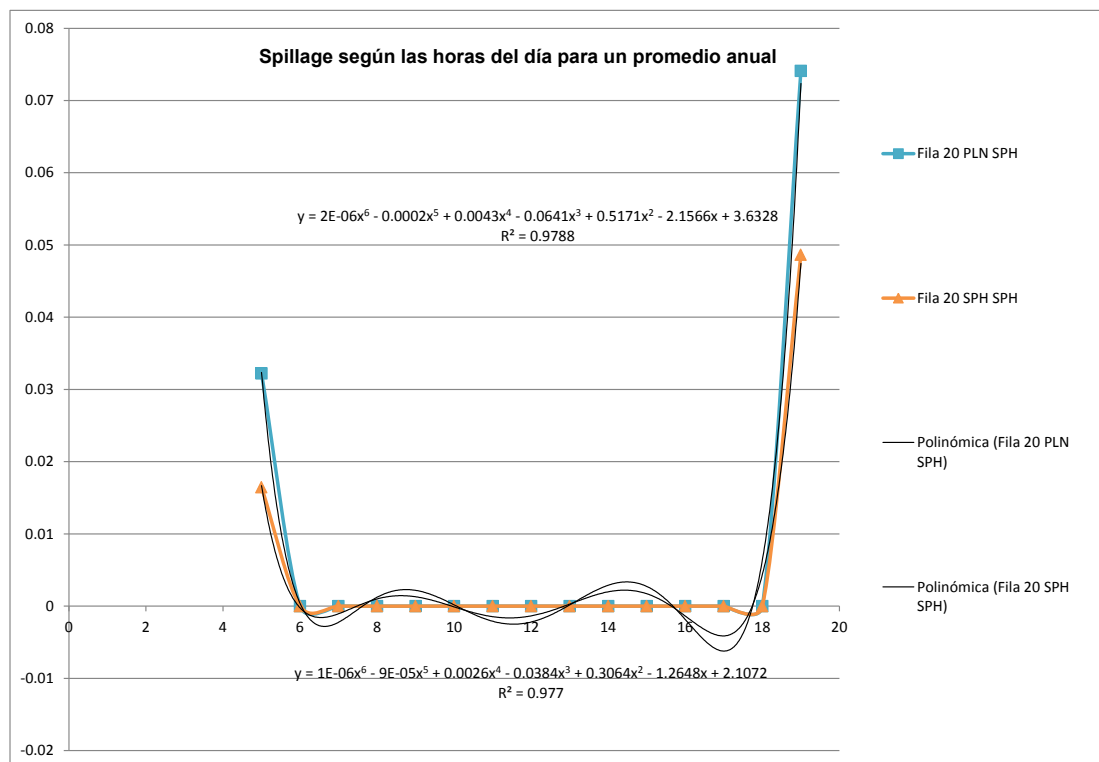


Figura C.22 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 20 (facetas esféricas y planas)

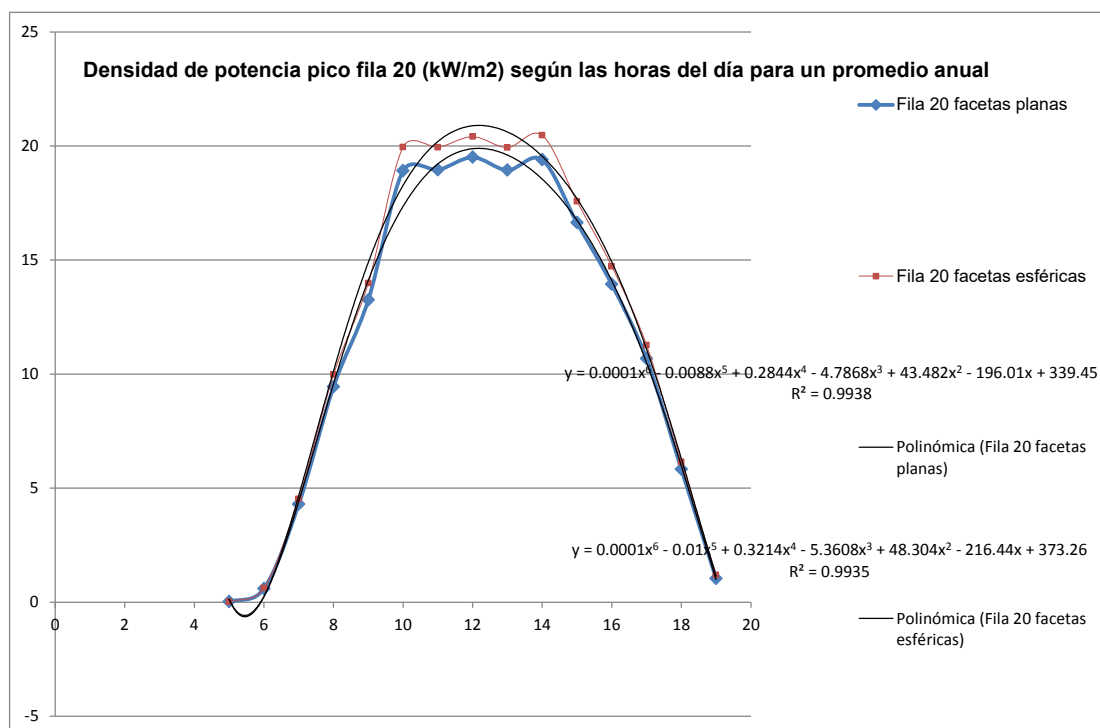


Figura C.23 Densidad de potencia pico (kW/m²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 20 (facetas esféricas y planas)

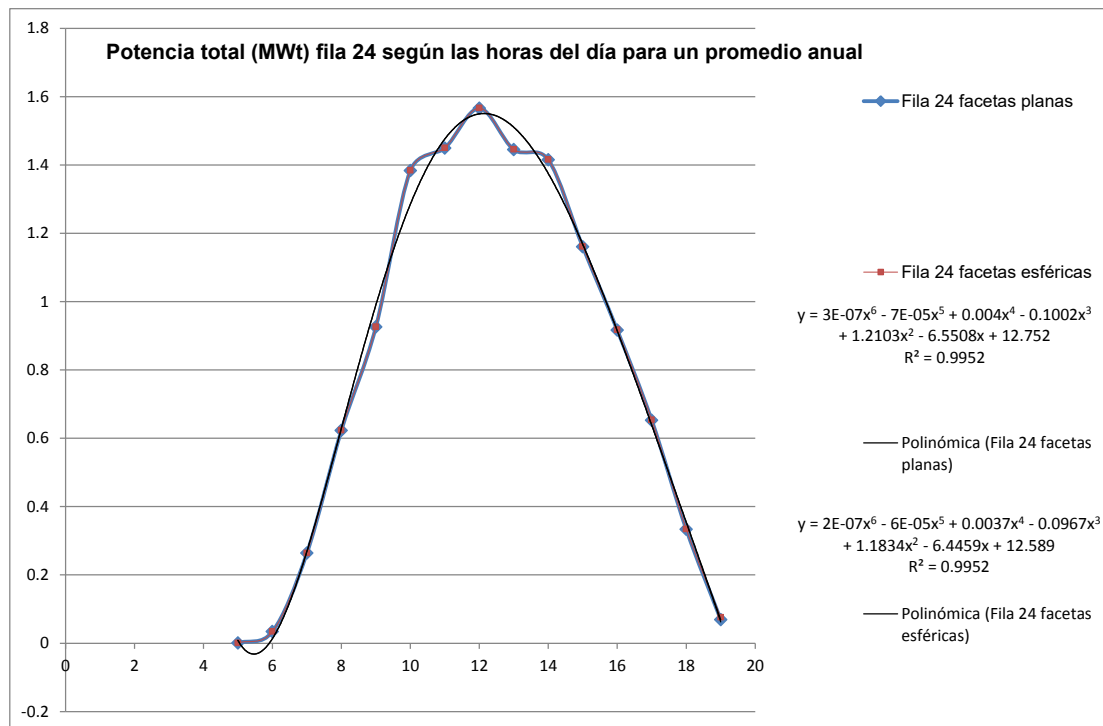


Figura C.24 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila 24 (facetas esféricas y planas)

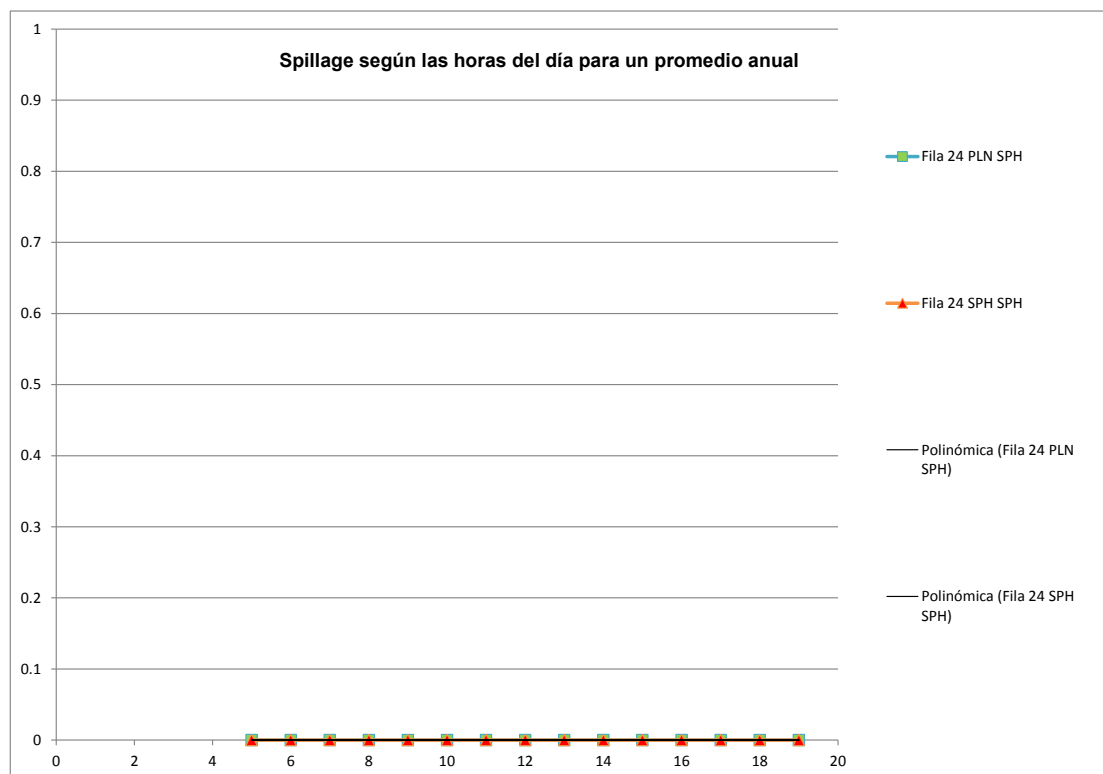


Figura C.25 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 24 (facetas esféricas y planas)

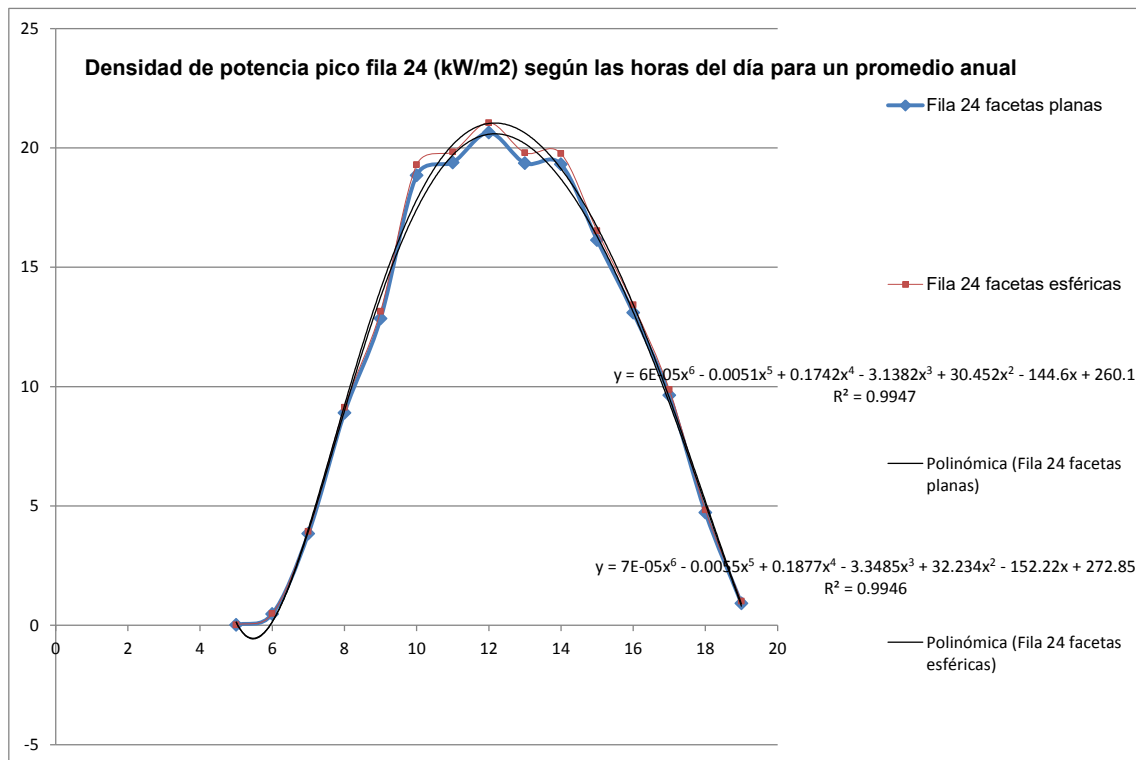


Figura C.26 Densidad de potencia pico (kW/m²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 24 (facetas esféricas y planas)

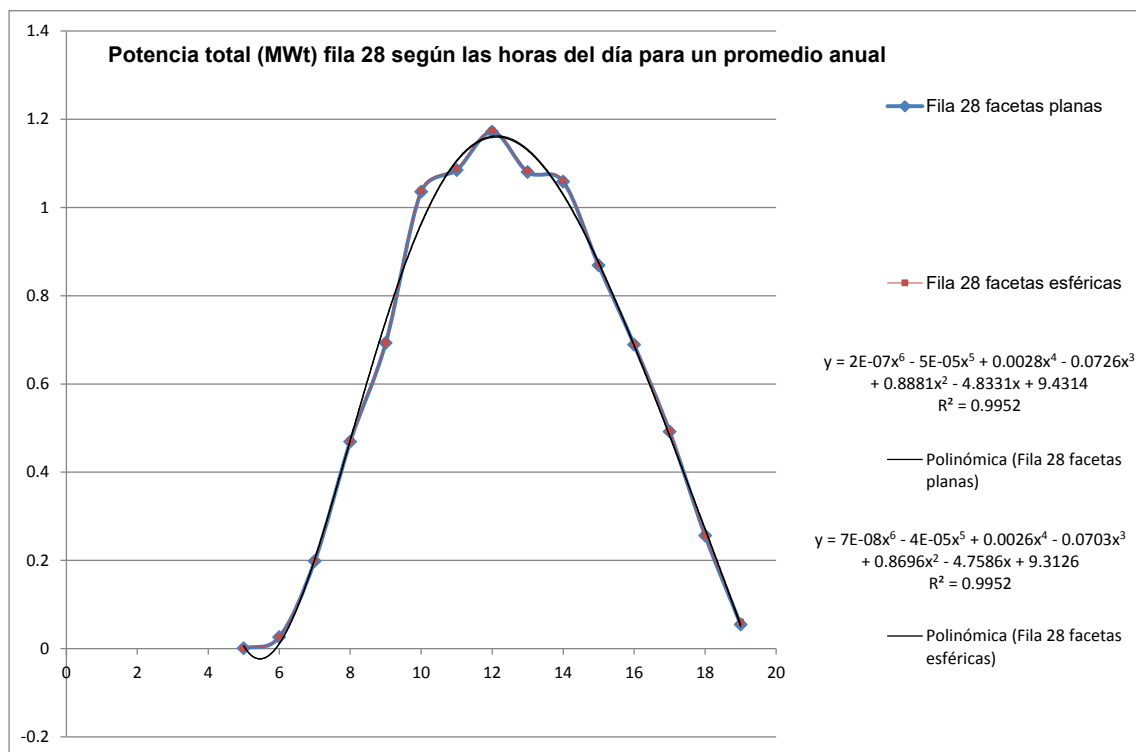


Figura C.27 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila 28 (facetas esféricas y planas)

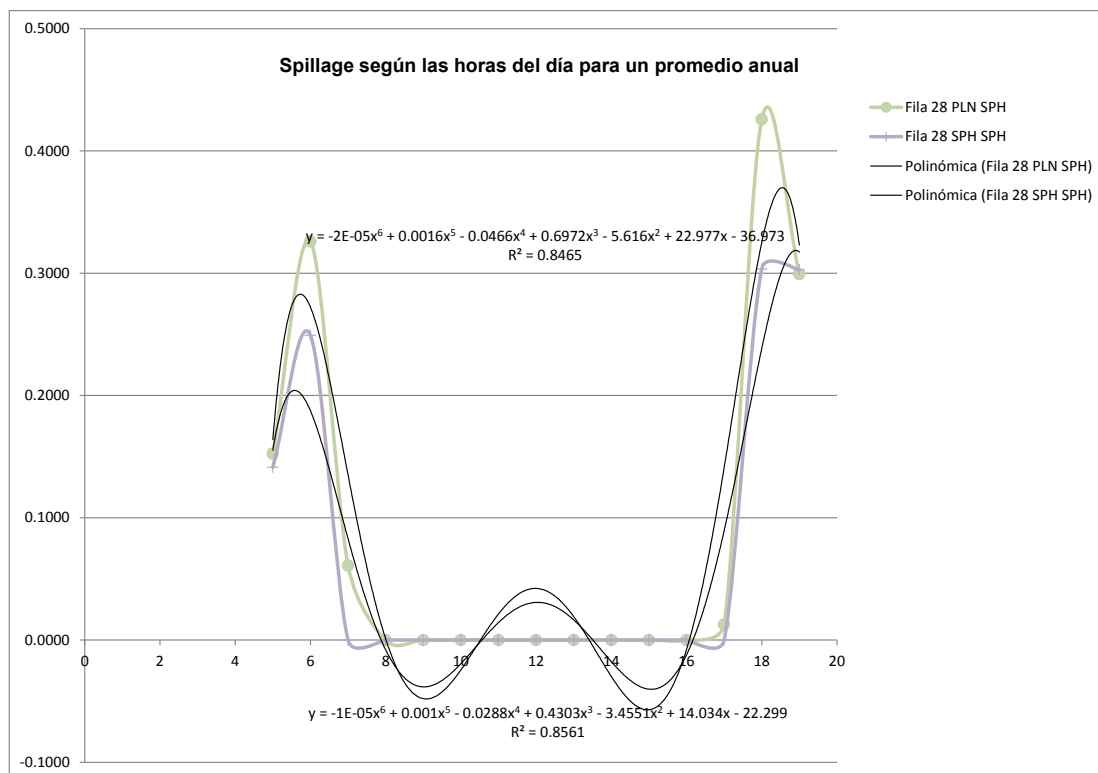


Figura C.28 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 28 (facetas esféricas y planas)

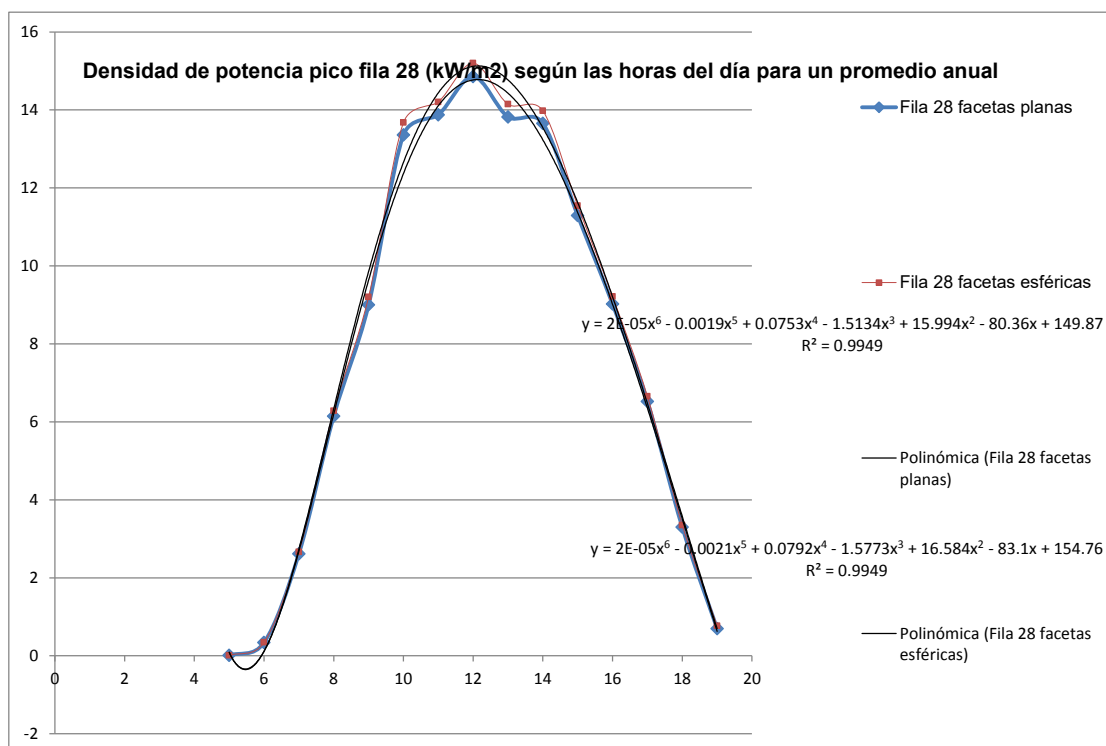


Figura C.29 Densidad de potencia pico (kW/m²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 28 (facetas esféricas y planas)

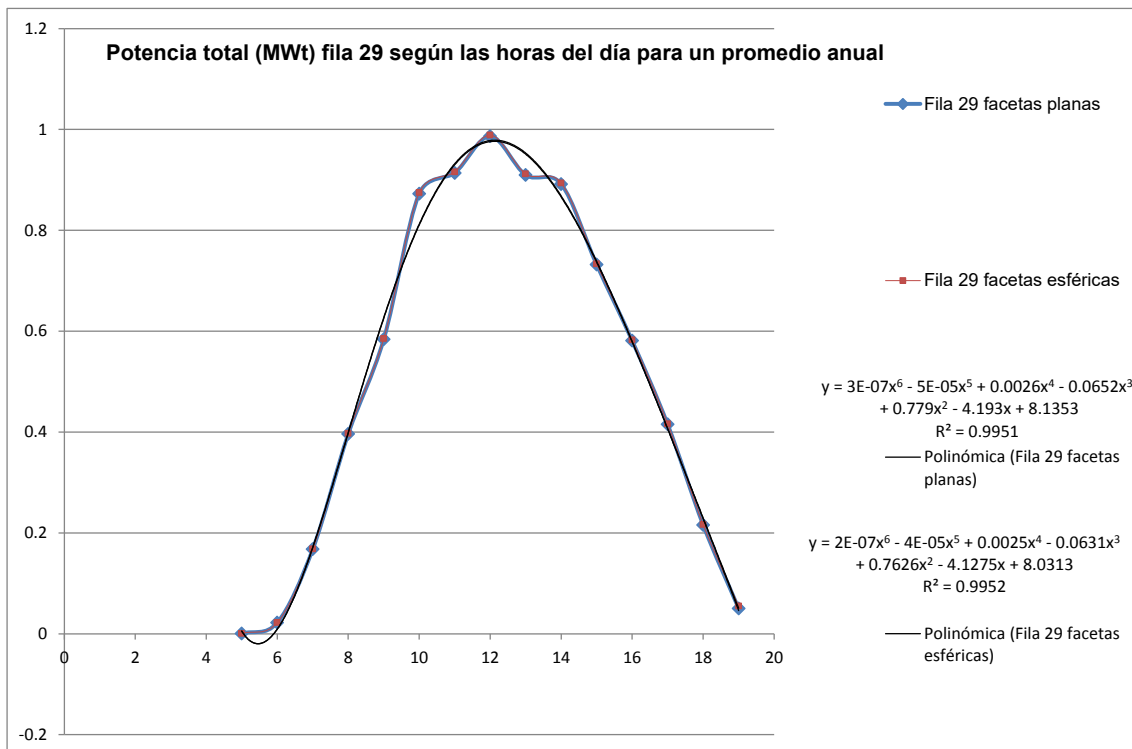


Figura C.30 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila 29 (facetas esféricas y planas)

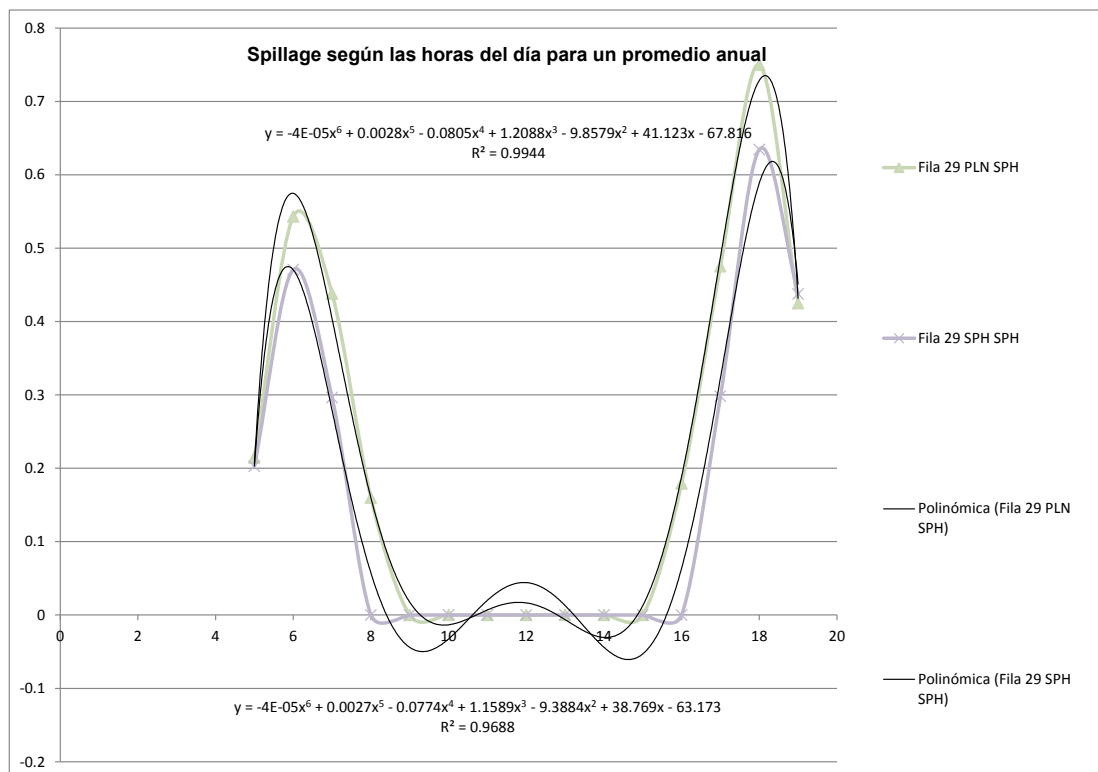


Figura C.31 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 29 (facetas esféricas y planas)

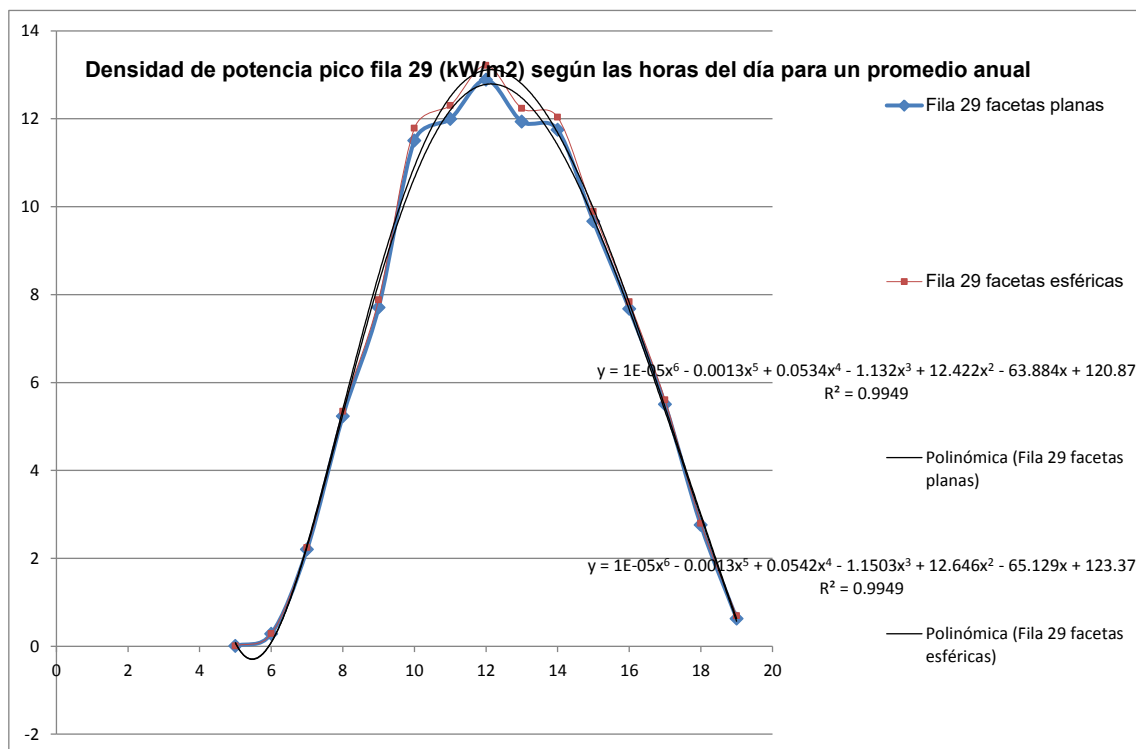


Figura C.32 Densidad de potencia pico (kW/m²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 29 (facetas esféricas y planas)

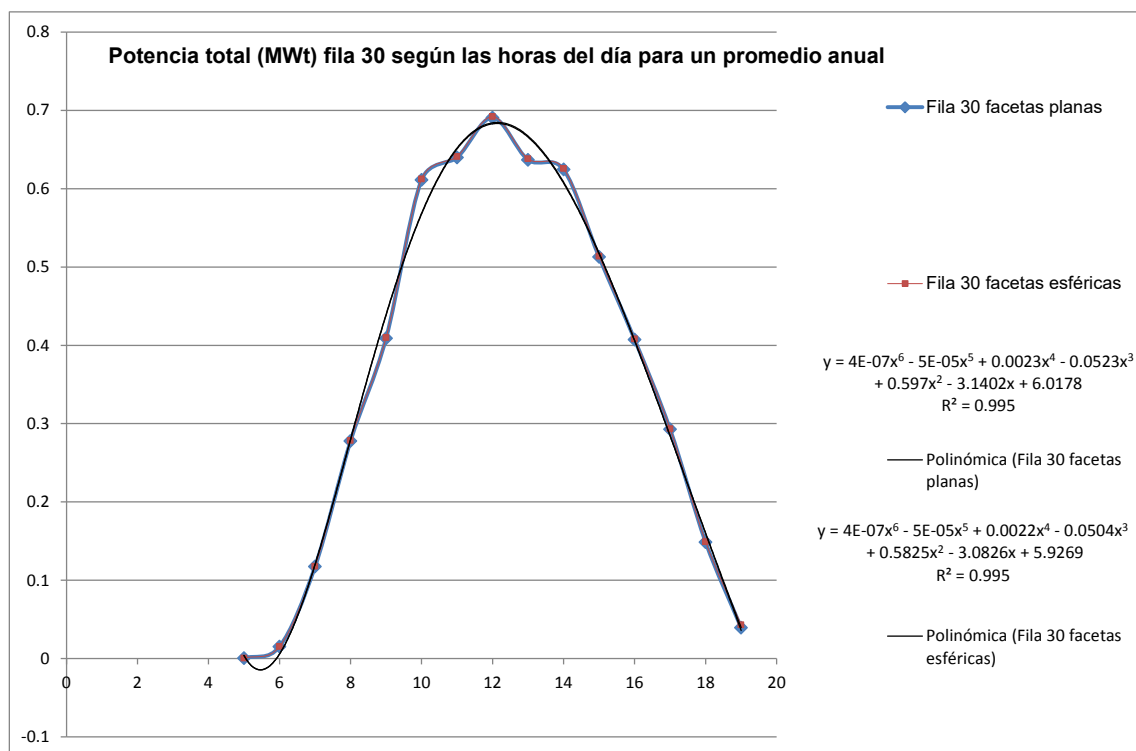


Figura C.33 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila imaginaria 30 (facetas esféricas y planas)

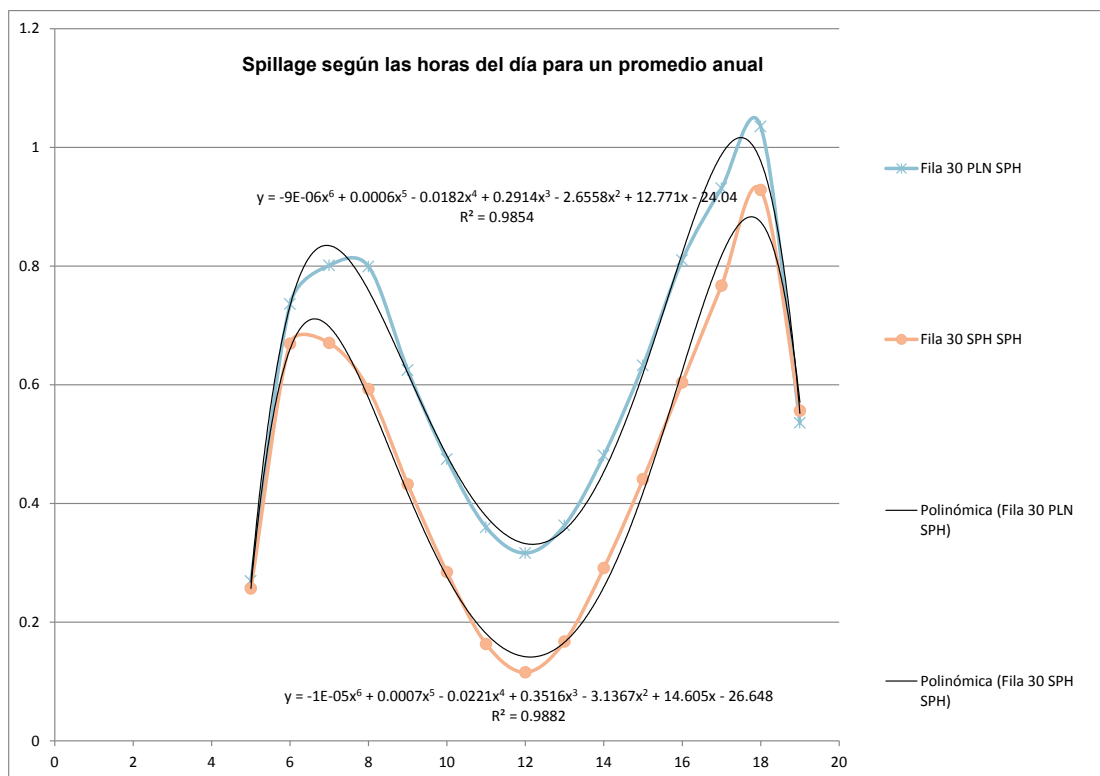


Figura C.34 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila imaginaria 30 (facetas esféricas y planas)

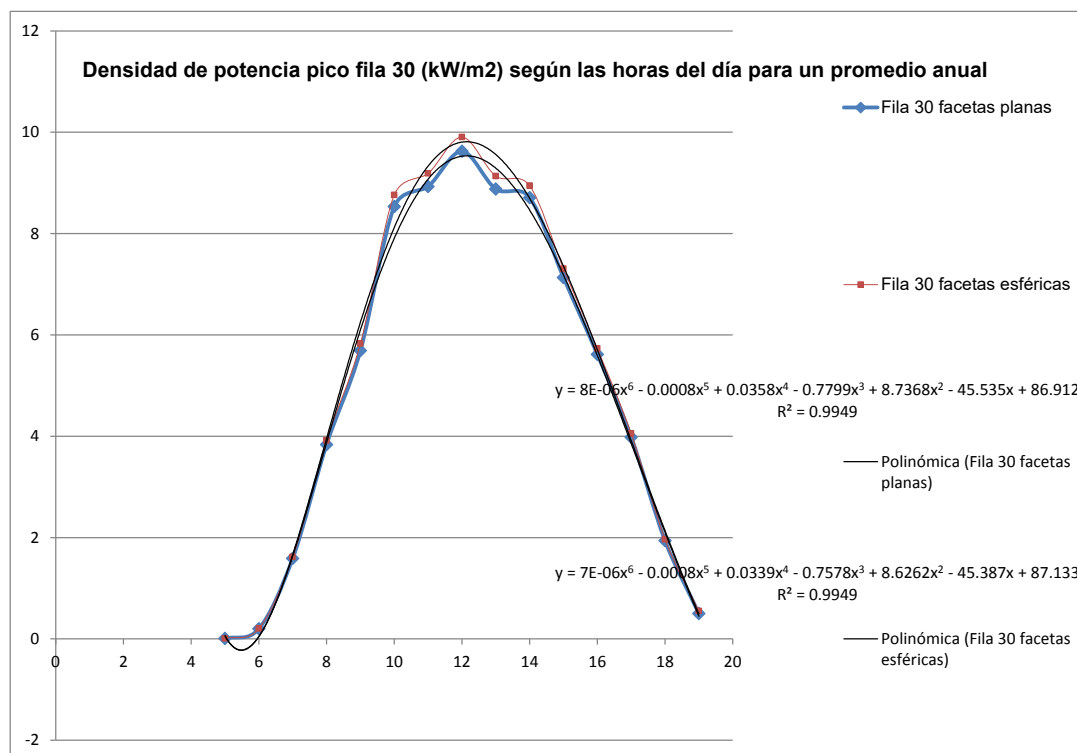


Figura C.35 Densidad de potencia pico (kW/m²) para cada hora del día, de un año tipo, fila imaginaria 30 (facetas esféricas y planas)

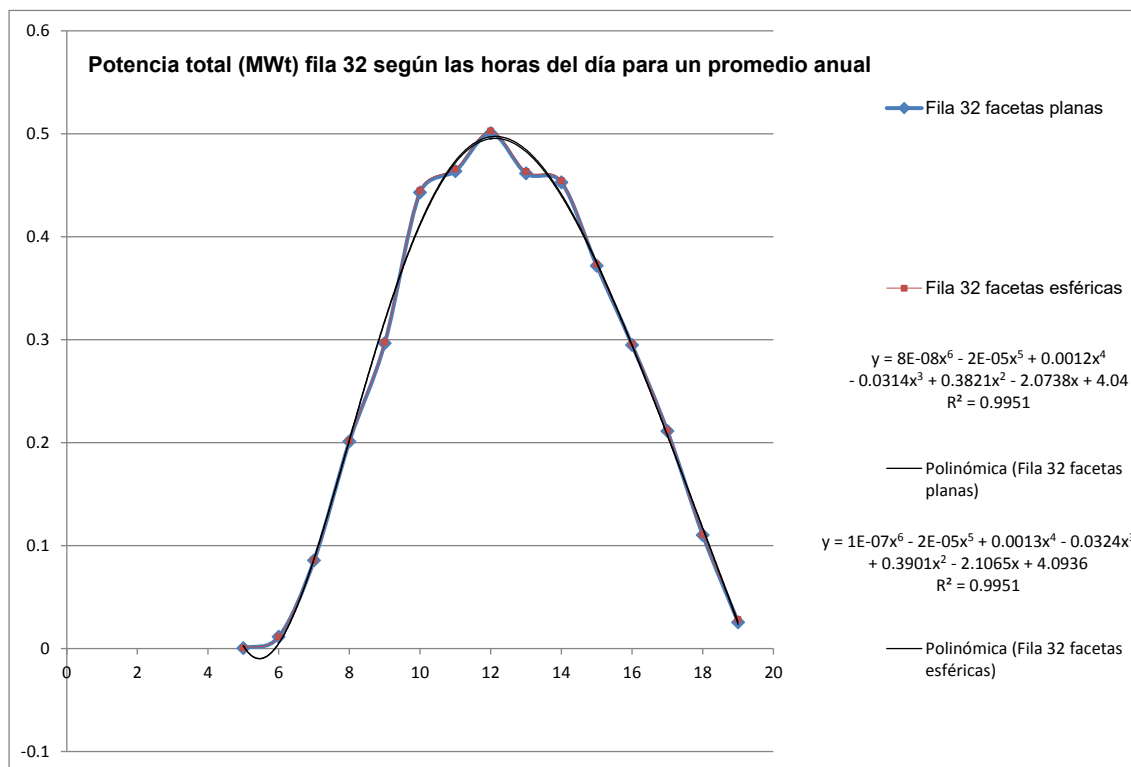


Figura C.36 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila imaginaria 32 (facetas esféricas y planas)

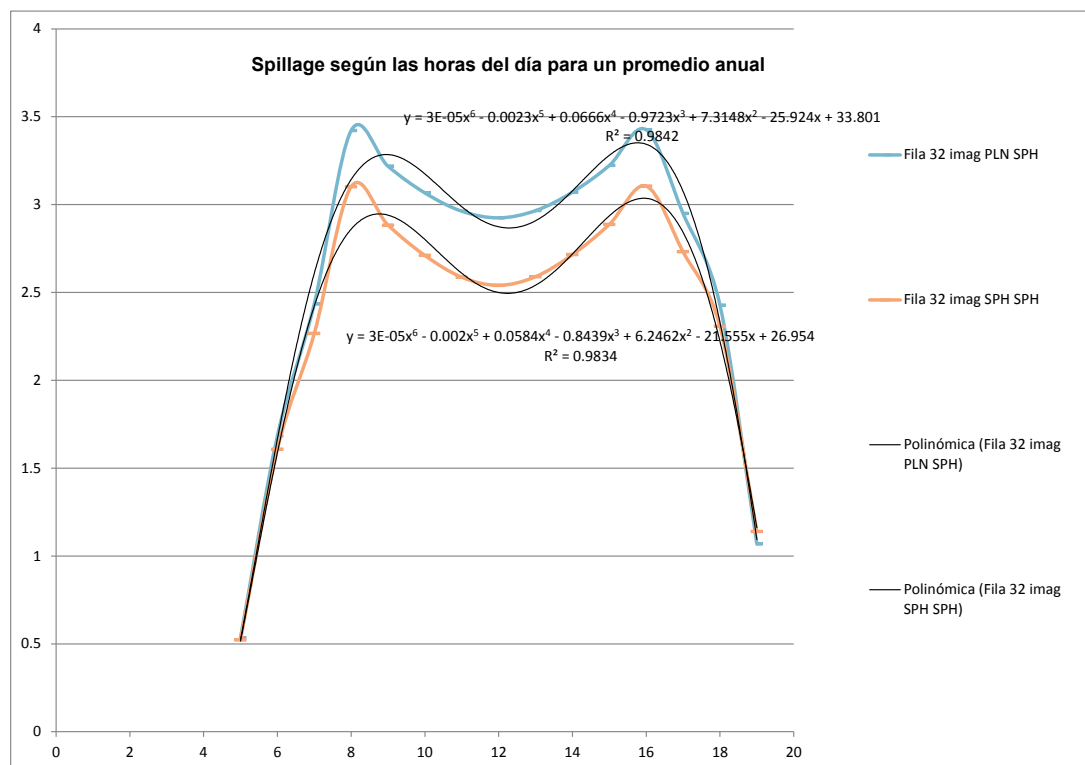


Figura C.37 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila imaginaria 32 (facetas esféricas y planas)

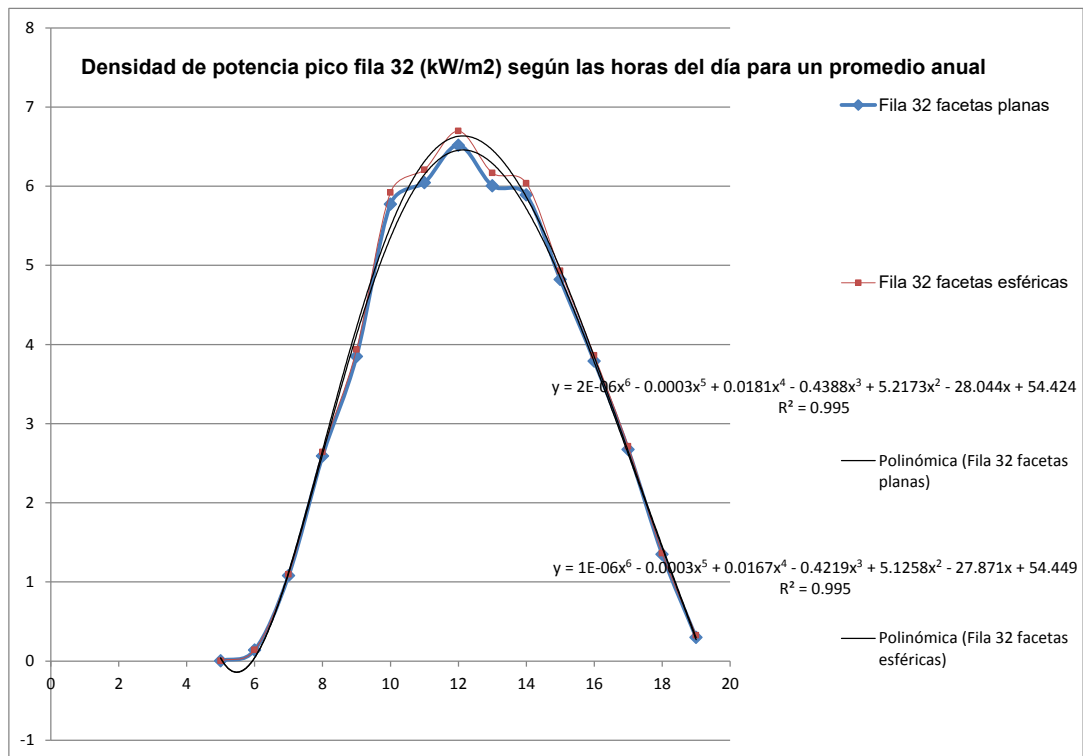


Figura C.38 Densidad de potencia pico (kW/m²) para cada hora del día, de un año tipo, fila imaginaria 32 (facetas esféricas y planas)

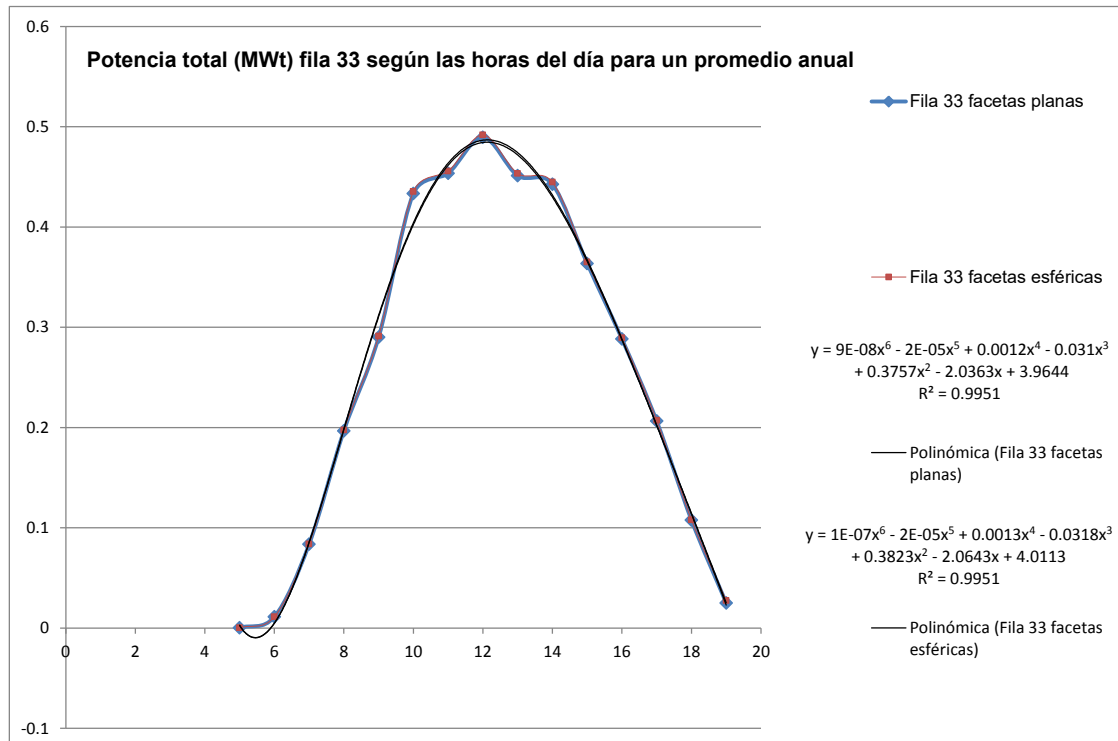


Figura C.39 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila imaginaria 33 (facetas esféricas y planas)

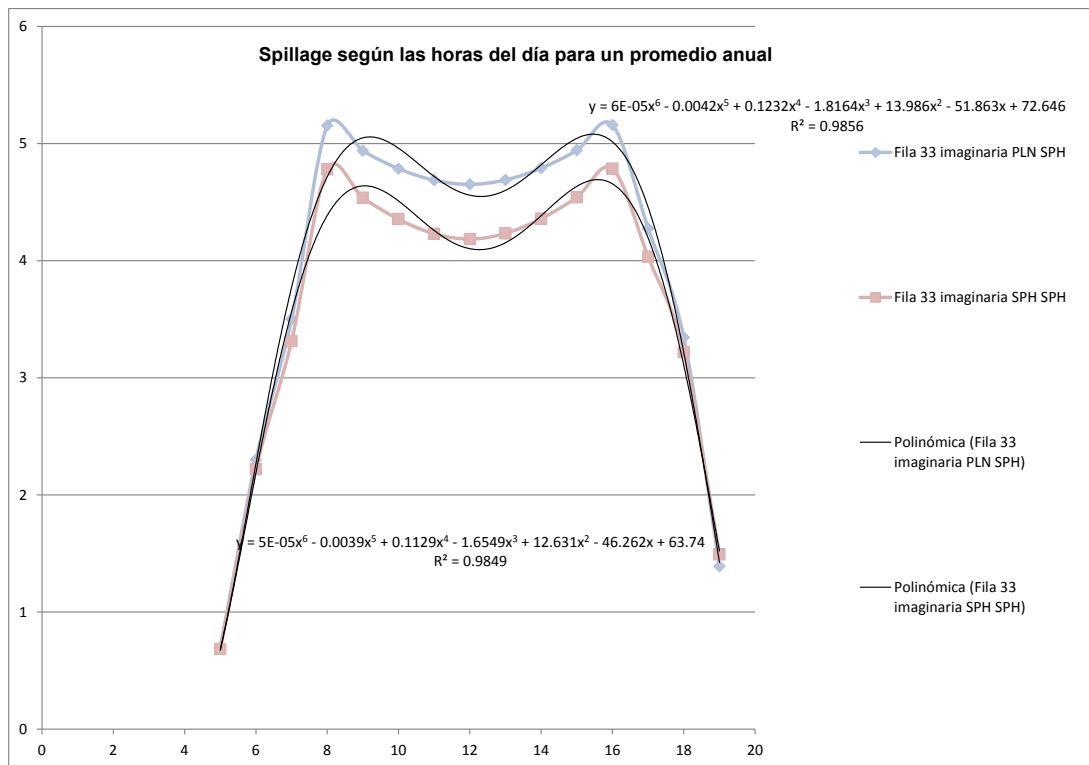


Figura C.40 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila imaginaria 33 (facetas esféricas y planas)

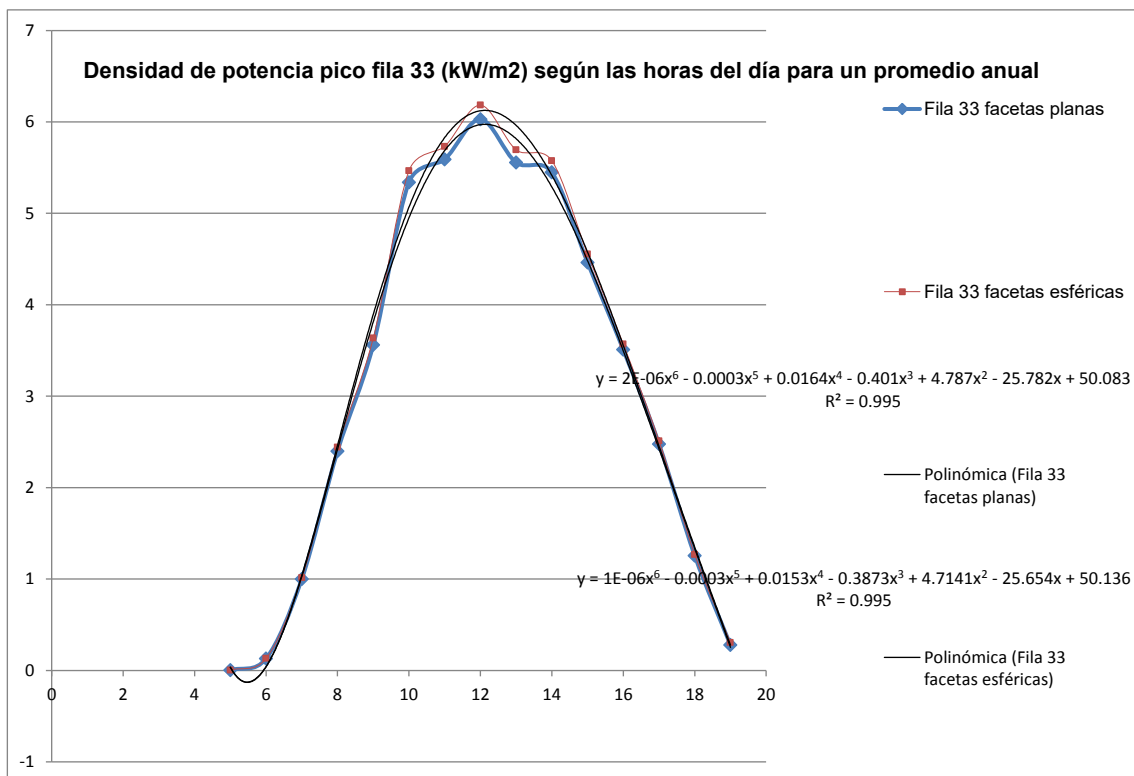


Figura C.41 Densidad de potencia pico (kW/m²) para cada hora del día, de un año tipo, fila imaginaria 33 (facetas esféricas y planas)

Índice de Figuras

Figura 1.1 Planta fotovoltaica de conexión a red Fustiñana II, 1.2 MWp, Iberdrola	13
Figura 1.2 Captador de placa plana (CPP)	14
Figura 1.3 Concentrador parabólico compuesto CPC	16
Figura 1.4 Planta de concentradores cilindro-parabólicos, Solar One Nevada (Acciona).....	17
Figura 1.5 Disco Stirling de Abengoa Solar New Technologies en Sanlúcar la Mayor, Sevilla	18
Figura 1.6 Planta solar termoeléctrica de receptor central	26
Figura 1.7 Esquema general de los procesos en centrales solares termoeléctricas.....	27
Figura 1.8 Receptor de tubos en cavidad	29
Figura 1.9 Receptor de tubos exterior	29
Figura 1.10 Receptor volumétrico (izq.) y receptor de chorro de partículas o lecho fundido (drcha.)	29
Figura 1.11 Plantas solares termoeléctricas de configuración Norte, PS10 y PS20 en Sanlúcar la Mayor Sevilla (Abengoa Solar).....	30
Figura 1.12 Planta solar termoeléctrica de configuración circular Solar Two Barstow, California.....	31
Figura 1.13 Esquemas de plantas solares Norte a la izquierda y circular a la derecha	31
Figura 1.14 Pérdidas por efecto coseno (izquierda), sombreado (centro) y bloqueo (derecha)	32
Figura 1.15 Heliostato de Esolar de aproximadamente 1 m ²	35
Figura 1.16 Heliostato de CSIRO de aproximadamente 4 m ²	35
Figura 1.17 Heliostato Hellas 01 de 19.2 m ²	36
Figura 1.18 Heliostato Colón de 70 m ²	37
Figura 1.19 Heliostato Solúcar 90 de 91 m ²	37
Figura 1.20 Heliostato SENER de 115.6 m ²	38
Figura 1.21 Heliostato PSI 120 de 120 m ²	38
Figura 1.22 Heliostato Solúcar 120 de 120 m ²	39
Figura 1.23 Heliostato H-150 de 150 m ²	39
Figura 1.24 Primer prototipo de heliostato de membrana tensionada de SKI http://www.energylan.sandia.gov/photo/photos/1440/144085D.jpg	40
Figura 1.25 Heliostato de SAIC de 50 m ² http://www.energylan.sandia.gov/photo/photos/1711/171112d.jpg	41
Figura 1.26 Heliostato SBP de primera generación http://www.energylan.sandia.gov/photo/photos/3081/308119C.jpg	42
Figura 1.27 Heliostato SBP de segunda generación http://www.energylan.sandia.gov/photo/photos/3081/308121C.jpg	42

Figura 1.28 Heliostato ASM 150 de 150 m ²	43
Figura 1.29 Heliostato SAIC de 170 m ² http://commons.wikimedia.org/wiki/Category:Heliostats	43
Figura 2.1 Esquema del disco solar frente al concentrador	48
Figura 2.2 Plano de referencia r-s para distribución angular de errores en una superficie reflectora con sistema de referencia x,y,z [16]	51
Figura 2.3 Medidas de intensidad relativa que muestra la forma del Sol tomadas por el telescopio Lawrence Berkeley Laboratory Circumsolar Telescope en Albuquerque (izquierda) y mismas medidas en escala logarítmica (derecha) [16]	53
Figura 2.4 Perfiles de emisión del disco solar según diversos autores	55
Figura 2.5 Errores de medida de mediana y pequeña escala [16]	56
Figura 2.6 Heliostato Sanlúcar 120 (Abengoa)	57
Figura 2.7 Esquema de la trayectoria de los rayos solares en una planta solar de torre	57
Figura 2.8 Esquema óptico de un espejo	57
Figura 2.9 Esquema del trazado de rayos desde el reflector hasta el receptor	59
Figura 2.10.a caso tangencial	64
Figura 2.10.b caso tangencial	64
Figura 2.11 Caso sagital	67
Figura 2.12 Plano focal tangencial y sagital	68
Figura 2.13 Distancia apropiada a la apertura de un receptor	70
Figura 3.1 Ejemplo de esquemas del facetado de un heliostato con los puntos de incidencia donde (1) corresponde a un mallado 1x1x1x1, (2) a un mallado 1x1x2x2, (3) a un mallado 1x1x3x3 y (4) a un mallado 1x1x4x4, (5) un mallado 4x7x1x1 (6) un mallado 4x7x2x2	78
Figura 3.2 Esquema de sistemas de coordenadas del heliostato y la torre	81
Figura 3.3 Heliostatos 1,2,3,4,5,6,7 y 8 objeto de estudio	83
Figura 3.4 Densidad de potencia pico en función de la distancia del heliostato a la torre Caso I: 1 faceta esférica por heliostato	88
Figura 3.5 Densidad de potencia pico en función de la distancia del heliostato a la torre Caso II: 28 facetas esféricas por heliostato	88
Figura 3.6 Potencia media en función de la distancia del heliostato a la torre Caso I: 1 faceta esférica por heliostato	89
Figura 3.7 Potencia media en función de la distancia del heliostato a la torre Caso II: 28 facetas esféricas por heliostato	89
Figura 3.8 Área de la mancha solar en función de la distancia del heliostato a la torre Caso I: 1 faceta esférica por heliostato	90
Figura 3.9 Área de la mancha solar en función de la distancia del heliostato a la torre Caso II: 28 facetas esféricas por heliostato	90

Figura 3.10 Flujo medio de la mancha solar en función de la distancia del heliostato a la torre Caso I: 1 faceta esférica por heliostato.....	91
Figura 3.11 Flujo medio de la mancha solar en función de la distancia del heliostato a la torre Caso II: 28 facetas esféricas por heliostato	91
Figura 3.12 Evolución de la concentración para diferentes heliostatos y mallados. Caso I: 1 faceta esférica por heliostato.....	93
Figura 3.13 Evolución de la concentración para diferentes heliostatos y mallados. Caso II: 28 facetas esféricas por heliostato	93
Figura 3.14 Densidad de potencia pico en función de la distancia del heliostato a la torre Caso III: 1 faceta plana por heliostato	98
Figura 3.15 Densidad de potencia pico en función de la distancia del heliostato a la torre Caso IV: 28 facetas planas por heliostato	99
Figura 3.16 Densidad de potencia media en función de la distancia del heliostato a la torre Caso III: 1 faceta plana por heliostato	99
Figura 3.17 Densidad de potencia media en función de la distancia del heliostato a la torre Caso IV: 28 facetas planas por heliostato	100
Figura 3.18 Área de la mancha solar en función de la distancia del heliostato a la torre Caso III: 1 faceta plana por heliostato	100
Figura 3.19 Área de la mancha solar en función de la distancia del heliostato a la torre Caso IV: 28 facetas planas por heliostato	101
Figura 3.20 Flujo medio en función de la distancia del heliostato a la torre Caso III: 1 faceta plana por heliostato	101
Figura 3.21 Flujo medio en función de la distancia del heliostato a la torre Caso IV: 28 facetas planas por heliostato	102
Figura 3.22 Evolución de la concentración para diferentes heliostatos y mallados. Caso III: 1 faceta plana por heliostato	103
Figura 3.23 Evolución de la concentración para diferentes heliostatos y mallados. Caso IV: 28 facetas planas por heliostato	103
Figura 3.24 Heliostato con facetas planas cantedo esféricamente	104
Figura 4.1 Mapa de flujo del heliostato 20 de la central PS10 con geometría de 28 facetas esféricas y mallado 4x7x2x2 para el día 81 a las 12 horas	111
Figura 4.2 Mapa de flujo heliostato 20 de la central PS10 con geometría de 28 facetas planas y mallado 4x7x2x2 para el día 81 a las 12 horas	112
Figura 4.3 Mapa de flujo del heliostato 20 de la central PS10 con geometría de 28 facetas esféricas y mallado 4x7x2x2 para el día 81 a las 10 horas	113
Figura 4.4 Mapa de flujo del heliostato 20 de la central PS10 con geometría de 28 facetas planas y mallado 4x7x2x2 para el día 81 a las 10 horas.....	114
Figura 5.1 Campo de heliostatos PS10 de Abengoa, Sanlúcar la Mayor (Sevilla).....	117
Figura 5.2 Coordenadas del campo de heliostatos de PS10 en metros [19]	118
Figura 5.3 Mapa de flujo de los heliostatos del campo PS10 con facetas esféricas en un plano situado en el punto de enfoque el día 81 a las 12 horas y mallado 4x7x2x2.....	123

Figura 5.4 Mapa de flujo de los heliostatos del campo PS10 con facetas planas en un plano situado en el punto de enfoque día 81 a las 12 horas y mallado 4x7x2x2	124
Figura 5.5 Esquema de configuración del sistema campo-receptor.....	125
Figura 5.6 Mapa de flujo en el receptor del campo de heliostatos de PS10 con facetas esféricas día 81 a las 12 horas.....	126
Figura 5.7 Mapa de flujo en el receptor del campo de heliostatos de PS10 con facetas planas el día 81 a las 12 horas.....	127
Figura 5.8 Mapa de flujo en el receptor del campo de heliostatos del campo PS10 con facetas esféricas el día 81 a las 10 horas	129
Figura 5.9 Mapa de flujo en el receptor del campo de heliostatos del campo PS10 con facetas planas el día 81 a las 10 horas	130
Figura 5.10 Definición de filas del campo PS10	133
Figura 5.11 Mapa de flujo para la primera fila de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas esféricas, el día 74 a las 10 horas	135
Figura 5.12 Mapa de flujo para la primera fila de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas planas, el día 74 a las 10 horas	136
Figura 5.13 Mapa de flujo para la primera fila de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas esféricas, el día 74 a las 12 horas	138
Figura 5.14 Mapa de flujo para la primera fila de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas planas el día 74 a las 12 horas	139
Figura 5.15 Potencia total promedio (MW_t) para cada hora del día, de un año tipo, fila 1 (facetas esféricas y planas).....	143
Figura 5.16 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 1 (facetas esféricas y planas).	147
Figura 5.17 Densidad de potencia pico promedio (kW/m^2) para cada hora del día, de un año tipo, fila 1 (facetas esféricas y planas).	151
Figura 5.18 Potencia total promedio (MW_t) para cada hora del día, de un año tipo, fila 15 (facetas esféricas y planas).....	155
Figura 5.19 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 15 (facetas esféricas y planas)	159
Figura 5.20 Densidad de potencia pico promedio (kW/m^2) para cada hora del día, de un año tipo, fila 15 (facetas esféricas y planas)	164
Figura 5.21 Potencia total promedio (MW_t) para cada hora del día, de un año tipo, fila 31 (facetas esféricas y planas)	167
Figura 5.22 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 31 (facetas esféricas y planas).	171
Figura 5.23 Densidad de potencia pico (kW/m^2) para cada hora del día, de un año tipo, fila 31 (facetas esféricas y planas)	175
Figura 5.24 Potencia total promedio (MW_t) para cada hora del día, de un año tipo, para cada una de las filas de heliostatos del campo PS10 (facetas esféricas y planas)	176

Figura 5.25 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, para cada una de las filas del campo de heliostatos PS10 incluyendo dos filas imaginarias 32 y 33 (facetas esféricas y planas)	178
Figura 5.26 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, para las filas 6 a la 31 de heliostatos del campo PS10, incluyendo dos filas imaginarias 32 y 33 (facetas esféricas y planas)	179
Figura 5.27 Densidad de potencia pico promedio (kW/m^2) para cada hora del día, de un año tipo, para cada fila de heliostatos del campo PS10, incluyendo dos filas imaginarias 32 y 33 (facetas esféricas y planas)	182
Figura 5.28 Potencia promedio (MW_t) para cada hora del día, de un año tipo, para el campo de heliostatos de PS10 (facetas esféricas y planas).....	187
Figura 5.29 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, para el campo de heliostatos PS10 (facetas esféricas y planas).....	191
Figura 5.30 Densidad de potencia pico promedio (kW/m^2) para cada hora del día, de un año tipo, para el campo de heliostatos PS10 (facetas esféricas y planas).....	193
Figura 6.1 Campo de heliostatos Eureka Abengoa, Sanlúcar la Mayor (Sevilla)	197
Figura 6.2 Foto del campo de heliostatos Eureka.....	198
Figura 6.3 Esquema de los planos del receptor de Eureka visto en planta [21].....	201
Figura 6.4 Dibujo del receptor de Eureka [21]	201
Figura 6.5 Mapa de flujo en el receptor para el campo de heliostatos Eureka con facetas esféricas el día 81 a las 12.00 horas.....	202
Figura 6.6 Mapa de flujo en el receptor para el campo de heliostatos Eureka con facetas planas el día 81 a las 12.00 horas.....	203
Figura 6.7 Mapa de flujo en el receptor para el campo de heliostatos Eureka con facetas esféricas el día 81 a las 10.00 horas.....	204
Figura 6.8 Mapa de flujo en el receptor para el campo de heliostatos Eureka con facetas planas el día 81 a las 10.00 horas.....	205
Figura 6.9 Evolución de la potencia total (MW_t), fila 1 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas y planas).....	209
Figura 6.10 Factor de desbordamiento, fila 1 para el campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas y planas).....	212
Figura 6.11 Densidad de potencia pico (kW/m^2) para cada hora del día, de un año tipo, fila 1 del campo de heliostatos Eureka (facetas esféricas y planas).....	216
Figura 6.12 Potencia total promedio (MW_t) para cada hora del día, de un año tipo, fila 3 del campo de heliostatos Eureka (facetas esféricas y planas)	220
Figura 6.13 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 3 del campo de heliostatos Eureka (facetas esféricas y planas).....	223
Figura 6.14 Densidad de potencia pico (kW/m^2) para cada hora del día, de un año tipo, fila 3 del campo de heliostatos Eureka (facetas esféricas y planas).....	227

Figura 6.15 Potencia total promedio (MW_t) para cada hora del día, de un año tipo, fila 6 del campo de heliostatos Eureka (facetas esféricas y planas)	230
Figura 6.16 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 6 del campo de heliostatos Eureka (facetas esféricas y planas.).....	234
Figura 6.17 Densidad de potencia pico (kW/m^2) para cada hora del día, de un año tipo, para la fila 6 o fila última de heliostatos de Eureka (facetas esféricas y planas)	237
Figura 6.18 Potencia total promedio (MW_t) para cada hora del día, de un año tipo, para cada una de las filas del campo de heliostatos Eureka (facetas esféricas y planas)	239
Figura 6.19 Desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, para cada una de las filas de heliostatos de Eureka (facetas esféricas y planas).....	241
Figura 6.20 Densidad de potencia pico promedio (kW/m^2) para cada hora del día, de un año tipo, para cada fila de heliostatos de Eureka (facetas esféricas y planas)	243
Figura 6.21 Potencia promedio (MW_t) para cada hora del día, de un año tipo, para el campo de heliostatos Eureka (facetas esféricas y planas)	247
Figura 6.22 Desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, para el campo de heliostatos de PS10 (facetas esféricas y planas).....	250
Figura 6.23 Densidad de potencia pico promedio (kW/m^2) para cada hora del día, de un año tipo, para el campo de heliostatos de Eureka (facetas esféricas y planas)	253
Figura 7.1 Precio mínimo, máximo y medio de la casación del mercado diario http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf	259
Figura A.1 Reflexión de un espejo esférico y su capacidad de concentración sobre el receptor para ángulos de incidencia mayores de cero.....	324
Figura A.2 Reflexión de un espejo plano y su imagen sobre el receptor para ángulo de incidencia mayores de cero	324
Figura A.3 Ilustración del reducido factor de forma o de visión de un heliostatos en la primera fila frente a un heliostato más alejado de la torre	325
Figura A.4 Posición del sol en la esfera celeste para el día 81 a las 12.00 horas	326
Figura B.1 Mapa de flujo del heliostato 1 con facetas esféricas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana	327
Figura B.2 Mapa de flujo del heliostato 1 con facetas planas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana	327
Figura B.3 Mapa de flujo del heliostato 2 con facetas esféricas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana	328
Figura B.4 Mapa de flujo del heliostato 2 con facetas planas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana	328
Figura B.5 Mapa de flujo del heliostato 3 con facetas esféricas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana	329
Figura B.6 Mapa de flujo del heliostato 3 con facetas planas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana	329
Figura B.7 Mapa de flujo del heliostato 4 con facetas esféricas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana	330

Figura B.8 Mapa de flujo del heliostato 4 con facetas planas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana	330
Figura B.9 Mapa de flujo del heliostato 5 con facetas esféricas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana	331
Figura B.10 Mapa de flujo del heliostato 5 con facetas planas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana	331
Figura B.11 Mapa de flujo del heliostato 6 con facetas esféricas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana	332
Figura B.12 Mapa de flujo del heliostato 6 con facetas planas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana	332
Figura B.13 Mapa de flujo del heliostato 7 con facetas esféricas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana	333
Figura B.14 Mapa de flujo del heliostato 7 con facetas planas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana	333
Figura B.15 Mapa de flujo del heliostato 8 con facetas esféricas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana	334
Figura B.16 Mapa de flujo del heliostato 8 con facetas planas y un mallado 4x7x2x2 sobre diana	334
Figura C.1 Mapa de flujo para la fila 15 de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas planas, el día 74 a las 10 horas	335
Figura C.2 Mapa de flujo para la fila 15 de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas planas, el día 74 a las 12 horas	335
Figura C.3 Mapa de flujo para la fila 15 de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas esféricas, el día 74 a las 10 horas	336
Figura C.4 Mapa de flujo para la fila 15 de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas esféricas, el día 74 a las 12 horas	336
Figura C.5 Mapa de flujo para la fila 31 de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas planas, el día 74 a las 10 horas	337
Figura C.6 Mapa de flujo para la fila 31 de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas planas, el día 74 a las 12 horas	337
Figura C.7 Mapa de flujo para la fila 31 de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas esféricas, el día 74 a las 10 horas	338
Figura C.8 Mapa de flujo para la fila 31 de heliostatos del campo PS10 sobre el receptor, con facetas esféricas, el día 74 a las 12 horas	338
Figura C.9 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila 3 (facetas esféricas y planas)	339
Figura C.10 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 3 (facetas esféricas y planas)	340
Figura C.11 Densidad de potencia pico (kW/m ²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 3 (facetas esféricas y planas)	340

Figura C.12 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila 6 (facetas esféricas y planas)	341
Figura C.13 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 6 (facetas esféricas y planas)	341
Figura C.14 Densidad de potencia pico (kW/m ²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 6 (facetas esféricas y planas)	342
Figura C.15 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila 10 (facetas esféricas y planas)	342
Figura C.16 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 10 (facetas esféricas y planas)	343
Figura C.17 Densidad de potencia pico (kW/m ²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 10 (facetas esféricas y planas)	343
Figura C.18 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila 13 (facetas esféricas y planas)	344
Figura C.19 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 13 (facetas esféricas y planas)	344
Figura C.20 Densidad de potencia pico (kW/m ²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 13 (facetas esféricas y planas)	345
Figura C.21 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila 20 (facetas esféricas y planas)	345
Figura C.22 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 20 (facetas esféricas y planas)	346
Figura C.23 Densidad de potencia pico (kW/m ²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 20 (facetas esféricas y planas)	346
Figura C.24 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila 24 (facetas esféricas y planas)	347
Figura C.25 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 24 (facetas esféricas y planas)	347
Figura C.26 Densidad de potencia pico (kW/m ²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 24 (facetas esféricas y planas)	348
Figura C.27 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila 28 (facetas esféricas y planas)	348
Figura C.28 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 28 (facetas esféricas y planas)	349
Figura C.29 Densidad de potencia pico (kW/m ²) para cada hora del día, de un año tipo, fila 28 (facetas esféricas y planas)	349
Figura C.30 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila 29 (facetas esféricas y planas)	350
Figura C.31 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila 29 (facetas esféricas y planas)	350

Figura C.32 Densidad de potencia pico (kW/m^2) para cada hora del día, de un año tipo, fila 29 (facetas esféricas y planas)	351
Figura C.33 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila imaginaria 30 (facetas esféricas y planas)	351
Figura C.34 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila imaginaria 30 (facetas esféricas y planas)	352
Figura C.35 Densidad de potencia pico (kW/m^2) para cada hora del día, de un año tipo, fila imaginaria 30 (facetas esféricas y planas)	352
Figura C.36 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila imaginaria 32 (facetas esféricas y planas)	353
Figura C.37 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila imaginaria 32 (facetas esféricas y planas)	353
Figura C.38 Densidad de potencia pico (kW/m^2) para cada hora del día, de un año tipo, fila imaginaria 32 (facetas esféricas y planas)	354
Figura C.39 Potencia total promedio (MWt) para cada hora del día, de un año tipo, fila imaginaria 33 (facetas esféricas y planas)	354
Figura C.40 Factor de desbordamiento promedio para cada hora del día, de un año tipo, fila imaginaria 33 (facetas esféricas y planas)	355
Figura C.41 Densidad de potencia pico (kW/m^2) para cada hora del día, de un año tipo, fila imaginaria 33 (facetas esféricas y planas)	355

Índice de Tablas

Tabla 1.1 Plantas solares de torre experimentales en el mundo	20
Tabla 1.2 Plantas solares de torre comerciales en el mundo	20
Tabla 3.1 Coordenadas de los heliostatos ficticios 1, 2.a,2.b,2.c,2.d y 3.a,3.b,3.c y 3.d	83
Tabla 3.2 (I) Resultados de la simulación para heliostatos seleccionados con faceta esférica	84
Tabla 3.2 (II) Resultados de la simulación para heliostatos seleccionados con faceta esférica	85
Tabla 3.2 (III) Resultados de la simulación para heliostatos seleccionados con faceta esférica	86
Tabla 3.3 Concentración de los heliostatos de faceta esférica en función del mallado elegido	92
Tabla 3.4 (I) Resultados de la simulación para heliostatos seleccionados con faceta plana	94
Tabla 3.4 (II) Resultados de la simulación para heliostatos seleccionados con faceta plana	95
Tabla 3.4 (III) Resultados de la simulación para heliostatos seleccionados con faceta plana	96
Tabla 3.4 (IV) Resultado de la simulación para heliostatos seleccionados con faceta plana	97
Tabla 3.5 Concentración de los heliostatos de faceta plana en función del mallado elegido	102
Tabla 4.1 Coeficientes de atenuación atmosférica	110
Tabla 4.2 Datos de potencia para el heliostato 20 de la central PS10 simulando facetas esféricas y mallado 4x7x2x2 para el día 81 a las 12 horas	111
Tabla 4.3 Datos de potencia para el heliostato 20 de la central PS10 simulando 28 facetas planas y mallado 4x7x2x2 para el día 81 a las 12 horas.....	112
Tabla 4.4 Datos de potencia para el heliostato 20 de la central PS10 simulando facetas esféricas y mallado 4x7x2x2 para el día 81 a las 10 h.....	113
Tabla 4.5 Datos de potencia para el heliostato 20 de la central PS10 simulando facetas planas y mallado 4x7x2x2 para el día 81 a las 10 h	114
Tabla 5.1 (I) Días tipo, horas y DNI, para la simulación anual.....	120
Tabla 5.1 (II) Días tipo, horas y DNI, para la simulación anual.....	121
Tabla 5.2 Coordenadas del centro de los planos del receptor PS10.....	122
Tabla 5.3 Cosenos directores de las normales a los planos del receptor PS10	122
Tabla 5.4 Potencia total, densidad de potencia pico y desbordamiento de los heliostatos del campo PS10 con facetas esféricas en diana el día 81 a las 12 horas	123

Tabla 5.5 Potencia total, densidad de potencia pico y desbordamiento de los heliostatos de PS10 con facetas planas en diana el día 81 a las 12 horas	124
Tabla 5.6 Potencia total y por panel, densidad de potencia máxima total y por panel y desbordamiento de los heliostatos del campo PS10 con facetas esféricas en el receptor el día 81 a las 12 horas	127
Tabla 5.7 Potencia total y por panel, densidad de potencia máxima total y por panel y desbordamiento de los heliostatos del campo PS10 con facetas planas en el receptor el día 81 a las 12 horas	128
Tabla 5.8 Potencia total y por panel, densidad de potencia máxima total y por panel y desbordamiento de los heliostatos del campo PS10 con facetas esféricas en el receptor el día 81 a las 10 horas	129
Tabla 5.9 Potencia total y por panel, densidad de potencia máxima total y por panel y desbordamiento de los heliostatos del campo PS10 con facetas planas en el receptor el día 81 a las 10 horas	130
Tabla 5.10 Comparación entre los datos de desbordamiento para el campo PS10 con facetas esféricas o planas en el receptor el día 81 a las 12 y 10 horas	131
Tabla 5.11 Comparación entre los datos de potencia total para el campo PS10 con facetas esféricas o planas en el receptor el día 81 a las 12 y 10 horas.....	131
Tabla 5.12 Comparación entre los datos de densidad de potencia pico para el campo PS10 con facetas esféricas o planas en el receptor el día 81 a las 12 y 10 horas	131
Tabla 5.13 Densidad de potencia pico, potencia total y factor de desbordamiento sobre receptor para heliostatos de la fila 1 con facetas esféricas, día 74 a las 10 horas.....	135
Tabla 5.14 Densidad de potencia pico, potencia total y desbordamiento de la fila 1 de heliostatos del campo PS10 con facetas planas sobre el receptor el día 74 a las 10 horas.....	136
Tabla 5.15 Densidad de potencia pico, potencia total y desbordamiento de la fila 1 de heliostatos del campo PS10 con facetas esféricas sobre el receptor el día 74 a las 12 horas.....	138
Tabla 5.16 Densidad de potencia pico, potencia total y desbordamiento de la fila 1 de heliostatos del campo PS10 con facetas planas sobre receptor el día 74 a las 12 horas.....	139
Tabla 5.17 Potencia total (MW_i) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 1 (facetas esféricas)	141
Tabla 5.18 Potencia total (MW_i) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 1 (facetas planas)	142
Tabla 5.19 Factor de desbordamiento en el receptor, fila 1 en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	145
Tabla 5.20 Factor de desbordamiento en el receptor, fila 1 en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas).....	146
Tabla 5.21 (I) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo: fila 1 (facetas esféricas)	148

Tabla 5.21 (II) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo: fila 1 (facetas esféricas)	149
Tabla 5.22 (I) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo: fila 1 (facetas planas) ...	149
Tabla 5.22 (II) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo: fila 1 (facetas planas)	150
Tabla 5.23 (I) Potencia total (MW_t) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 15 (facetas esféricas)	152
Tabla 5.23 (II) Potencia total (MW_t) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 15 (facetas esféricas)	153
Tabla 5.24 (I) Potencia total (MW_t) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 15 (facetas planas)	153
Tabla 5.24 (II) Potencia total (MW_t) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 15 (facetas planas)	154
Tabla 5.25 (I) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 15 (facetas esféricas).....	156
Tabla 5.25 (II) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 15 (facetas esféricas) ...	157
Tabla 5.26 (I) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 15 (facetas planas).....	157
Tabla 5.26 (II) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 15 (facetas planas)	158
Tabla 5.27 (I) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 15 (facetas esféricas)	161
Tabla 5.27 (II) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo: fila 15 (facetas esféricas)	161
Tabla 5.28 (I) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo: fila 15 (facetas planas)	162
Tabla 5.28 (II) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo: fila 15 (facetas planas)	162
Tabla 5.29 (I) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas esféricas).....	165
Tabla 5.29 (II) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas esféricas)	166

Tabla 5.30 (I) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas planas).....	166
Tabla 5.30 (II) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 30 (facetas planas)	167
Tabla 5.31 (I) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas esféricas).....	168
Tabla 5.31 (II) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas esféricas) ...	169
Tabla 5.32 (I) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 32 (facetas planas).....	169
Tabla 5.32 (II) Factor de desbordamiento en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas planas)	170
Tabla 5.33 (I) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas esféricas)	172
Tabla 5.33 (II) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas esféricas)	173
Tabla 5.34 (I) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas planas)	173
Tabla 5.34 (II) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor en función de la hora del día para los días representativos de cada mes de un año tipo, fila 31 (facetas planas)	174
Tabla 5.35 Ecuaciones paramétricas para la determinación de la potencia total (MW_t) en promedio anual para cada una de las filas de heliostatos del campo PS10 con facetas esféricas.....	177
Tabla 5.36 Ecuaciones paramétricas para la determinación de la potencia total (MW_t) en promedio anual para cada una de las filas de heliostatos del campo PS10 con facetas planas.....	178
Tabla 5.37 Ecuaciones paramétricas del factor de desbordamiento promedio anual para cada una de las filas de heliostatos del campo PS10 con facetas esféricas	181
Tabla 5.38 Ecuaciones paramétricas del factor de desbordamiento promedio anual para cada una de las filas de heliostatos del campo PS10 con facetas planas.....	181
Tabla 5.39 Ecuaciones paramétricas del factor de desbordamiento promedio anual para cada una de las filas de heliostatos del campo PS10 con facetas esféricas	183
Tabla 5.40 Ecuaciones paramétricas del factor de desbordamiento promedio anual para cada una de las filas de heliostatos del campo PS10 con facetas planas.....	183
Tabla 5.41 (I) Potencia promedio anual (MW_t) del campo de heliostatos PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo(facetas esféricas)	184

Tabla 5.41 (II) Potencia promedio anual (MW_t) del campo de heliostatos PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	185
Tabla 5.42 (I) Potencia promedio anual (MW_t) del campo de heliostatos PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	185
Tabla 5.42 (II) Potencia promedio anual (MW_t) del campo de heliostatos PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	186
Tabla 5.43 Potencia total anual del campo PS10 con heliostatos de facetas esféricas y planas	188
Tabla 5.44 (I) Factor de desbordamiento promedio anual del campo PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	188
Tabla 5.44 (II) Factor de desbordamiento promedio anual del campo PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo, con heliostatos de facetas planas.....	189
Tabla 5.45 (I) Factor de desbordamiento promedio anual del campo PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	189
Tabla 5.45 (II) Factor de desbordamiento promedio anual del campo PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	190
Tabla 5.46 (I) Densidad de potencia pico promedio anual (kW/m^2) del campo de PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	191
Tabla 5.46 (II) Densidad de potencia pico promedio anual (kW/m^2) del campo de PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	192
Tabla 5.47 (I) Densidad de potencia pico promedio anual (kW/m^2) del campo de PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	192
Tabla 5.47 (II) Densidad de potencia pico promedio anual (kW/m^2) del campo de PS10, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	193
Tabla 6.1 Coordenadas del centro de los planos del receptor Eureka	200
Tabla 6.2 Cosenos directores de las normales a los planos del receptor Eureka	200
Tabla 6.3: Potencia total y por panel, densidad de potencia pico total y por panel y factor de desbordamiento sobre el receptor del campo de heliostatos Eureka con facetas esféricas el día 81 a las 12 horas.....	202
Tabla 6.4: Potencia total y por panel, densidad de potencia pico total y por panel y factor de desbordamiento sobre el receptor del campo de heliostatos de Eureka con facetas planas el día 81 a las 12 horas	203
Tabla 6.5 Potencia total y por panel, densidad de potencia pico total y por panel y factor de desbordamiento sobre el receptor del campo de heliostatos Eureka con facetas esféricas el día 81 a las 10 horas.....	204

Tabla 6.6: Potencia total y por panel, densidad de potencia pico total y por panel y factor de desbordamiento del campo de heliostatos de Eureka con facetas planas sobre el receptor el día 81 a las 10 horas	205
Tabla 6.7 (I) Potencia total (MW_t), fila 1 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	207
Tabla 6.7 (II) Potencia total (MW_t), fila 1 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	207
Tabla 6.8 (I) Potencia total (MW_t), fila 1 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	208
Tabla 6.8 (II) Potencia total (MW_t), fila 1 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	208
Tabla 6.9 (I) Factor de desbordamiento, fila 1 para el campo de heliostatos de Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	210
Tabla 6.9 (II) Factor de desbordamiento, fila 1 para el campo de heliostatos de Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	211
Tabla 6.10 (I) Factor de desbordamiento, fila 1 para el campo de heliostatos de Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	211
Tabla 6.10 (II) Factor de desbordamiento, fila 1 para el campo de heliostatos de Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	212
Tabla 6.11 (I) Densidad de potencia pico en el receptor, fila 1 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas).....	214
Tabla 6.11 (II) Densidad de potencia pico en el receptor, fila 1 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas).....	214
Tabla 6.12 (I) Densidad de potencia pico en el receptor, fila 1 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	215
Tabla 6.12 (II) Densidad de potencia pico en el receptor, fila 1 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	215
Tabla 6.13 (I) Potencia total (MW_t) en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	218
Tabla 6.13 (II) Potencia total (MW_t) en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	218

Tabla 6.14 (I) Potencia total (MW_t) en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	219
Tabla 6.14 (II) Potencia total (MW_t) en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	219
Tabla 6.15 (I) Factor de desbordamiento en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	221
Tabla 6.15 (II) Factor de desbordamiento en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	222
Tabla 6.16 (I) Factor de desbordamiento en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	222
Tabla 6.16 (II) Factor de desbordamiento, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo con facetas planas.	223
Tabla 6.17 (I) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	225
Tabla 6.17 (II) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	225
Tabla 6.18 (I) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	226
Tabla 6.18 (II) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor, fila 3 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	226
Tabla 6.19 (I) Potencia total (MW_t) en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	228
Tabla 6.19 (II) Potencia total (MW_t) en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	228
Tabla 6.20 (I) Potencia total (MW_t) en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	229
Tabla 6.20 (II) Potencia total (MW_t) en el receptor fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	229

Tabla 6.21 (I) Factor de desbordamiento en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año (facetas esféricas)	232
Tabla 6.21(II) Factor de desbordamiento en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año (facetas esféricas)	232
Tabla 6.22 (I) Factor de desbordamiento en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	233
Tabla 6.22 (II) Factor de desbordamiento en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	233
Tabla 6.23 (I) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año (facetas esféricas)	235
Tabla 6.23 (II) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	236
Tabla 6.24 (I) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año (facetas planas)	236
Tabla 6.24 (II) Densidad de potencia pico (kW/m^2) en el receptor, fila 6 del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año (facetas planas)	237
Tabla 6.25 Ecuaciones de parametrización de la potencia total promedio anual para cada una de las filas de heliostatos de Eureka con facetas esféricas	240
Tabla 6.26 Ecuaciones de parametrización de la potencia total promedio anual para cada una de las filas de heliostatos de Eureka con facetas planas	240
Tabla 6.27 Ecuaciones de parametrización del factor de desbordamiento para cada una de las filas de Eureka con heliostatos de facetas esféricas	242
Tabla 6.28 Ecuaciones de parametrización del factor de desbordamiento para cada una de las filas de Eureka con heliostatos de facetas planas	242
Tabla 6.29 Ecuaciones paramétricas de la densidad de potencia pico para cada una de las filas de Eureka con heliostatos de facetas esféricas	244
Tabla 6.30 Ecuaciones paramétricas de la densidad de potencia pico para cada una de las filas de Eureka con heliostatos de facetas planas	244
Tabla 6.31 (I) Potencia total (MW_t) del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	245
Tabla 6.31 (II) Potencia total (MW_t) del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	245
Tabla 6.32 (I) Potencia total (MW_t) del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	246

Tabla 6.32 (II) Potencia total (MW_t) del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	246
Tabla 6.33 Potencia total anual del campo de heliostatos Eureka con heliostatos de facetas esféricas y planas	248
Tabla 6.34 (I) Factor de desbordamiento del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	248
Tabla 6.34 (II) Factor de desbordamiento del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	249
Tabla 6.35 (I) Factor de desbordamiento del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	249
Tabla 6.35 (II) Factor de desbordamiento del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	250
Tabla 6.36 (I) Densidad de potencia pico del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	251
Tabla 6.36 (II) Densidad de potencia pico del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas esféricas)	252
Tabla 6.37 (I) Densidad de potencia pico del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	252
Tabla 6.37 (II) Densidad de potencia pico del campo de heliostatos Eureka, para todas las horas de los días representativos de cada mes de un año tipo (facetas planas)	253
Tabla 7.1 Rendimiento del receptor y turbina, y eficiencia de operación en planta PS10	258
Tabla 7.2 Energía eléctrica anual de la planta PS10 para campos de heliostatos con facetas esféricas y planas	258
Tabla 7.3 Parámetros retributivos para la planta PS10	259
Tabla 7.4 Tabla de retribución para PS10 con campo de heliostatos con facetas esféricas ...	262
Tabla 7.5 Tabla de retribución para PS10 con campo de heliostatos con facetas planas	262
Tabla 7.6 Tabla costes teóricos heliostatos con facetas planas y esféricas	264
Tabla 7.7 Tabla costes teóricos para el campo de heliostatos y la planta de PS10.....	264
Tabla 7.8 Capital propio y financiado planta PS10 con campo de heliostatos de facetas esféricas	268
Tabla 7.9 Capital propio y financiado planta PS10 con campo de heliostatos de facetas planas	268
Tabla 7.10 (I) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas esféricas.....	268
Tabla 7.10 (II) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas esféricas.....	269
Tabla 7.10 (III) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas esféricas.....	269
Tabla 7.10 (IV) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas esféricas	270
Tabla 7.10 (V) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas esféricas	270

Tabla 7.11 (I) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas planas	271
Tabla 7.11 (II) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas planas	271
Tabla 7.11 (III) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas planas	272
Tabla 7.11 (IV) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas planas	272
Tabla 7.11 (V) Flujo de caja planta PS10 con campo de heliostatos de facetas planas	273
Tabla 7.12 VAN para el caso de planta con campo de heliostatos con facetas esféricas y planas	273
Tabla 7.13 TIR para el caso de planta con campo de heliostatos con facetas esféricas y planas	274

